

Grado Universitario en Ingeniería de Tecnologías  
Industriales  
2017-2018

*Trabajo Fin de Grado*

**“ESTUDIO Y COMPARATIVA DE LA BIOMASA  
COMO COMBUSTIBLE EN LA GENERACIÓN DE  
VAPOR”**

Autora:

Cristina Martín Amador

Tutor del proyecto:

Luis Miguel García Gutiérrez

Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos

Leganés, 2018



## **AGRADECIMIENTOS**

Tras ponerle el punto final a mi trabajo de fin de grado, quería aprovechar este apartado para mostrar mi agradecimiento a todas aquellas personas que han compartido de una manera u otra el camino conmigo durante estos 5 años.

En primer lugar, quiero dedicar este proyecto a mi madre por el gran esfuerzo que ha supuesto para ella hacer de figura paterna y materna a la vez desde la infancia. Sin sus consejos, su amor y su apoyo incondicional, no hubiera logrado ser la persona que soy actualmente.

Al segundo pilar en mi vida, el gran ejemplo a seguir desde que tengo conocimiento. Mi hermana, un gran modelo de esfuerzo, constancia y superación tanto en el ámbito académico como en el personal. Estoy segura que sin nuestras peleas, y broncas de hermana mayor habría tirado la toalla hace tiempo.

Y por último, dentro de mi familia, quería reconocer la fuerza invisible que me ha brindado mi tito desde que empecé la carrera. Hoy parte de mi esfuerzo te lo dedico a ti, por haberme hecho sentir siempre tan fuerte y especial.

A Belén, Sara y Pedro, con los que empecé este camino. Sin ellos no habría podido con la presión que ha ido apareciendo a lo largo de los años, por estar a mi lado en cada uno de mis días malos, y por celebrar junto a mí todos los restos superados.

Por último quiero mostrar mi agradecimiento a mi tutor, por brindarme la oportunidad de llevar a cabo este proyecto con su ayuda, por el interés y el tiempo dedicado para que no tirara la toalla durante todo este año; y en último lugar, por valorarme más de lo que hago yo misma.



## RESUMEN

El proyecto que se presenta surge de la necesidad de encontrar una solución al gran consumo de energía no renovable por parte principalmente de la industria, ya que son muchos los yacimientos energéticos fósiles que están desapareciendo por la explotación excesiva que se está haciendo de ellos; este hecho supone el aumento del precio de los combustibles y la preocupación de encontrar fuentes de energía alternativas.

El objetivo de este trabajo es estudiar los rendimientos ofrecidos por combustibles fósiles y biomasas, mostrando la diferencia existente entre ellos, e intentar buscar una alternativa renovable que disminuya el gran impacto ambiental que está sufriendo el planeta debido a los contaminantes expulsados a la atmósfera por las calderas que operan con combustibles fósiles.

Para realizar este estudio, se desarrolla un código capaz de simular el funcionamiento real de una caldera con la ayuda de una herramienta de software matemático llamada Matlab. Se fijan una serie de parámetros de entrada en función del tipo de caldera empleada, y se varía el análisis elemental en función del combustible empleado.

Se estudian seis tipos de combustibles, siendo dos de ellos de origen orgánico; tras variar los datos de partida se observará como la eficiencia producida por cada ciclo es distinta en función de la composición que presente cada combustible, dando lugar a un dimensionado de caldera diferente en cada caso. Tras realizar un estudio comparativo entre todos ellos se podrá ver como las biomasas plantean la necesidad de operar con mayores dimensiones estructurales, logrando obtener menores rendimientos.

Para concluir, se realiza un análisis económico en el que se plantea el coste total de cada uno de los seis combustibles; este coste tiene en cuenta la inversión referida al material demandado en cada caso, y el coste referido a la cantidad de electricidad que requiere la caldera en función de un comburente u otro.



## **ABSTRACT**

The exploitation of fossil energy resources has caused that the vast majority of these are disappearing, meaning an increase in the Price of fuel and the concern for find alternative energy sources. This is the main reason in which it was decided to do this project, the need to offer, principally industry, a possible solution to the high consumption of no renewable energy.

In order to reducing the environmental impacts of waste from fossil fuel boilers, this thesis has as objective to investigate the efficiency of fossil and organic fuels, showing their differences, and finally try to give an renewable alternative.

For this study I have used a mathematic software, called Matlab, for the purpose to simulate a real functioning of a boiler. In the tool used a input of set of parameters have been fixed based of the type of boiler that It was selected to this test and depending on the elementary analysis on the fuel used.

For thistest six types of fuel were studied, two of them with organic origin. Varying the input data can to be observed that the produced efficiency in each test is different bases on the composition of used fuel, this provide a unique size boiler.

After a comparative study between all of them, organic fuels can be seen the need to use higher structural size to obtain lower efficiency.

To conclude an economic analysis of the total cost of each combustibles is done, the investment in material for each case, and the cost of electricity quantity required for the boiler depending of the fuel are included in the cost.

# ÍNDICE GENERAL

Agradecimientos .....	i
Resumen .....	iii
Abstract.....	v
Índice general .....	vi
Índice de ilustraciones .....	viii
Índice de tablas .....	x
Índice de figuras .....	xi
1. Introducción.....	1
1.1. Visión general .....	1
1.2. Objetivo del proyecto .....	3
1.3. Tecnologías empleadas .....	3
1.3.1 Carbón.....	5
1.3.2 Biomasa .....	8
1.4. Análisis termogravimétrico .....	13
2. Generación de vapor.....	18
2.1. Ciclo Rankine .....	20
2.1.1 Ciclo real de Rankine.....	23
2.1.2 Mejoras del Ciclo Rankine .....	25
2.2 Combustión.....	31
2.2.1 Tipos de combustión.....	35
2.2.2 Combustión de la biomasa.....	37
2.3 Caldera.....	38
3. Método de resolución .....	42
4. Resultados.....	53
4.1. Comparativa en función del Poder Calorífico Superior .....	54
4.2. Comparativa en función de la humedad .....	60
4.3. Comparativa en función del rendimiento.....	61



5. Análisis económico.....	64
5.1. Cálculo de costes .....	64
5.1.1 Costes asociados a la demanda eléctrica .....	64
5.1.2 Costes asociados al dimensionado de la caldera.....	66
5.2. Repercusión económica .....	67
6. Conclusiones.....	69
7. Bibliografía.....	70
8. Anexo.....	72

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Distribución de la generación eléctrica peninsular en 2016 y 2017. (Red Eléctrica Española) .....	1
Ilustración 2: Estructura de la generación anual de energía eléctrica renovable peninsular 2017 (%) (REE) .....	2
Ilustración 3: Comparativa de dependencia energética entre España y la Unión Europea desde 2009 hasta 2016 .....	2
Ilustración 4: Características en la composición y formación de los distintos tipos de carbón. (AreaCiencias) .....	7
Ilustración 5: Evolución del sector minero en España. ....	8
Ilustración 6: Ciclo de emisiones de carbono cero .....	10
Ilustración 7: Termogramas convencional y diferencial. (D.A. Skoog et al. Principios de Análisis Instrumental) .....	14
Ilustración 8: Esquema del diseño de una termobalanza .....	15
Ilustración 9: Termograma del Oxalato de calcio monohidratado .....	16
Ilustración 10: Esquema de una central hidroeléctrica .....	19
Ilustración 11: Ciclo Rankine simple .....	20
Ilustración 12: Diagrama T-S y P-V del ciclo simple de Rankine .....	22
Ilustración 13: Diagrama T-S del Ciclo real de Rankine .....	24
Ilustración 14: Ciclo Rankine con recalentamiento .....	25
Ilustración 15: Diagrama T-S del Ciclo Rankine con recalentamiento .....	26
Ilustración 16: Ciclo Rankine con regeneración .....	27
Ilustración 17: Diagrama T-S de un ciclo Rankine ideal con regeneración .....	28
Ilustración 18: Ciclo Rankine con regeneración e intercambiador abierto .....	29

Ilustración 19: Intercambiador de calor abierto.....	29
Ilustración 20: Ciclo Rankine con regeneración e intercambiador cerrado.....	30
Ilustración 21: Mezclador de un Ciclo Rankine con regeneración e intercambiador cerrado .....	30
Ilustración 22: Intercambiador de calor cerrado.....	31
Ilustración 23: Energía liberada en forma de calor en la combustión .....	32
Ilustración 24: Esquema estructural de una caldera .....	38
Ilustración 25: Hogar de la caldera.....	39
Ilustración 26: Intercambiador de calor.....	40
Ilustración 27: Balance en el precalentador.....	40
Ilustración 28: Esquema del calderín.....	41

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Análisis final de los combustibles .....	12
Tabla 2: Comparativa numérica entre la biomasa y el carbón de sus principales características.....	17
Tabla 3: Datos de operación iniciales.....	42
Tabla 4: Datos referidos a los tubos de la caldera .....	43
Tabla 5: Resultados de la simulación .....	54
Tabla 6: Resultados del rendimiento frente al Poder Calorífico Superior.....	56
Tabla 7: Resultados del rendimiento frente al gasto másico de combustible.....	57
Tabla 8: Resultados del área total y la longitud de los tubos frente al Poder Calorífico Superior .....	59
Tabla 9: Resultados del porcentaje de humedad en cada combustible frente al rendimiento .....	61
Tabla 10: Resultados del gasto másico de cada combustible frente al rendimiento.....	62
Tabla 11: Resultados del área total de la caldera frente al rendimiento .....	63
Tabla 12: Valor del coste del kWh de calor generado por cada combustible.....	65
Tabla 13: Valor del coste asociado al material en cada combustible .....	67
Tabla 14: Valor del coste total asociado a cada combustible .....	68

## ÍNDICE DE FIGURAS

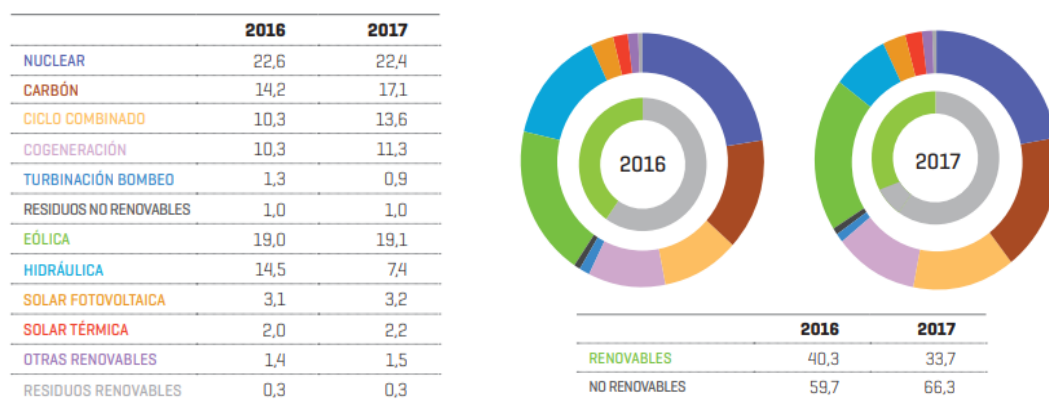
Figura 1: Representación del rendimiento frente al Poder Calorífico Superior .....	55
Figura 2: Representación del gasto másico de combustible frente al PCS.....	56
Figura 3: Representación del área total de la caldera frente al PCS.....	58
Figura 4: Representación de la longitud de los tubos de la caldera frente al PCS .....	58
Figura 5: Representación del rendimiento frente a la humedad presente en cada combustible.....	60
Figura 6: Representación del gasto másico de combustible frente al rendimiento .....	61
Figura 7: Representación del área total de la caldera frente al rendimiento.....	63

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. Visión general.

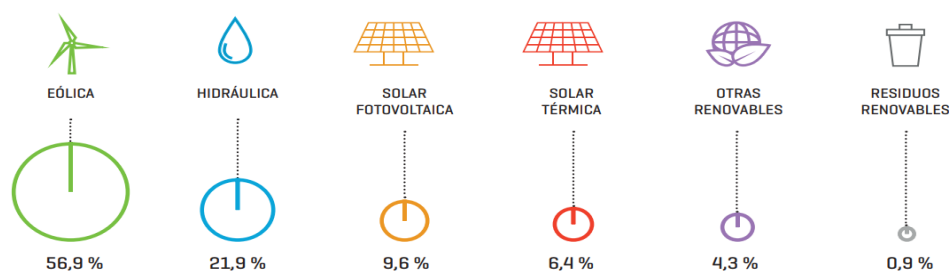
Actualmente una de las principales preocupaciones para la población es la proveniencia de las energías que se consumen en el día a día, debiéndose esta preocupación principalmente a dos puntos importantes. El primero de ellos es la escasez actual de recursos y la noción de como poco a poco se van acabando las fuentes de dichos recursos; y en segundo lugar se debe al aumento de combustibles como el petróleo y derivados.

En la Ilustración 1 se muestra la distribución a nivel peninsular en los años 2016 y 2017 de la generación eléctrica; en 2017 sólo un 33,7% de la energía generada provino de fuentes renovables (siendo este valor un 6,6% inferior a la producción de 2016), frente a un 66,3% de energía no renovable. Este hecho trae consigo importantes implicaciones medioambientales y la existencia de una alta dependencia de abastecimiento a nivel externo debida a la gran velocidad con la que se consumen las fuentes de energía en la Península.



**Ilustración 1. Distribución de la generación eléctrica peninsular en 2016 y 2017. (Red Electrica Española)**

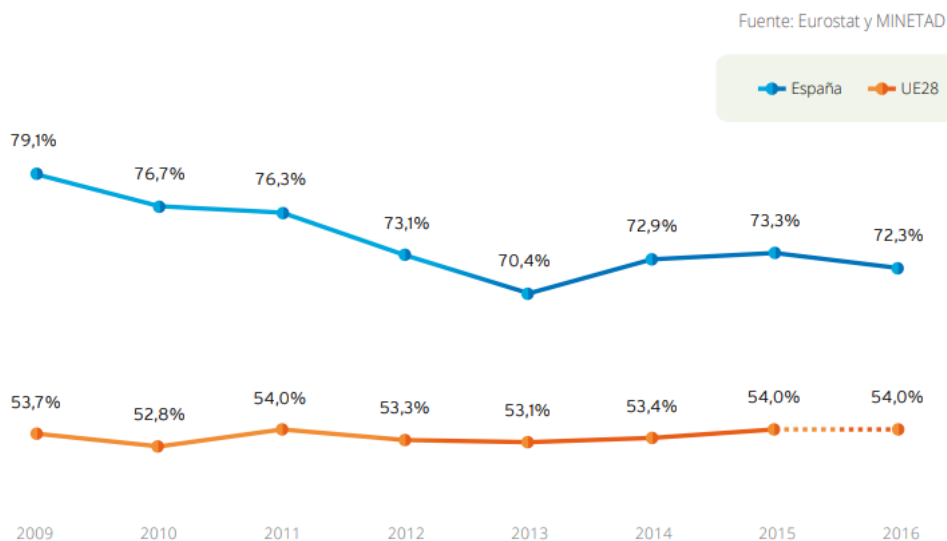
Como se puede ver, existen un gran número de fuentes energéticas tanto renovables como no. En la Ilustración 2 se muestra la distribución del 33,7% de energía renovable en el año 2017 según la Red Eléctrica Española, apreciándose como la generación de electricidad a partir de energía eólica (obtenida a partir de la fuerza del viento) supone más de la mitad de dicho porcentaje, seguida de la energía hidráulica que supone un 21,9% del total.



**Ilustración 2. Estructura de la generación anual de energía eléctrica renovable peninsular 2017 (%) (REE)**

Por los dos motivos principales expuestos en este apartado surge la necesidad de buscar nuevas fuentes de abastecimiento, las energías renovables se consideran una buena opción al ser inagotables y autóctonas, es decir, no dependen de ningún recurso externo; este hecho solventaría el problema de la dependencia energética. Estas energías suponen la única alternativa para poder lograr un autoabastecimiento energético sostenible, o por el contrario la dependencia de fuentes extranjeras crecerá a la misma velocidad que disminuyen los recursos energéticos en nuestro país.

Según datos proporcionados por el antiguo Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (ver Ilustración 3), en el año 2016 la dependencia energética de España se encontraba alrededor del 72%, superando casi con un 20% a la dependencia media de la Unión Europea (53,4%). Esto hace referencia a que solamente un 27,2% de toda la energía consumida en nuestro país corresponde a la energía autóctona.



**Ilustración 3. Comparativa de dependencia energética entre España y la Unión Europea.**

## **1.2. Objetivos.**

El proyecto presentado contempla los siguientes objetivos:

- ✓ Desarrollo e implementación de un código en Matlab, ayudado por la librería CoolProp, que permita simular el proceso de combustión a gran escala de una caldera industrial. Para ello se utilizan métodos y ecuaciones del ámbito energético aprendidos a lo largo del grado.
- ✓ Una vez desarrollado el código, se analizan los resultados obtenidos a partir de la simulación con cada uno de los combustibles detallados. Tras el análisis, se comparan principalmente los combustibles fósiles frente a las biomásas.
- ✓ Formulación de conclusiones con la ayuda de los datos aportados por la simulación, y el análisis económico desarrollado.

## **1.3. Tecnologías.**

En el trabajo presente se busca sustituir el carbón como combustible de trabajo de una caldera de grandes dimensiones por una fuente de energía renovable para poder lidiar con los problemas medioambientales y de dependencia planteados en el apartado 1.1. Para ello se ha tomado la biomasa como fuente de energía renovable ya que se encuentra inmersa en muchos estudios actualmente.

Una caldera es una máquina térmica empleada principalmente para generar vapor a partir de un proceso de combustión; esta tecnología se encuentra presente en varios sectores industriales, lo que origina distintos tipos de caldera en función de la finalidad para la que vaya a emplearse. La industria farmacéutica y hospitalaria requiere de una caldera para la esterilización de la instrumentación, y para la transformación de distintos componentes químicos base empleados en la preparación de medicamentos y materias primas utilizadas para elaborar fármacos. Otro sector que utiliza las calderas para la esterilización de utensilios y transformación de algunos alimentos, es la industria alimenticia.

También se encuentran presentes en la industria hotelera y de restauración donde existe una gran demanda de agua debido a su uso en habitaciones, cocinas y lavanderías; la necesidad de una caldera se debe a la incapacidad de satisfacer dicha demanda por parte de un calentador convencional con poca potencia.

Por último se expone la necesidad de las calderas en la industria de producción eléctrica, ámbito en el que se enmarca este trabajo; en este sector la generación de potencia se realiza a partir del movimiento de la turbina dispuesta en el ciclo de trabajo.



En el interior de las calderas se dispone un sistema de tuberías por el que circula un fluido, en este caso agua, a una presión constante; tras generarse la combustión se transfiere calor hacia dicho fluido produciendo su cambio de fase y pasando a ser vapor saturado. Este vapor saturado se puede emplear entre otros aspectos para generar una fuerza motriz mecánica que activaría el movimiento de la turbina para producir energía eléctrica.

Dicha turbina necesita de un fluido que impulse su movimiento giratorio de tal manera que la expansión producida en ella genere la potencia buscada, este fluido es el vapor que se obtiene tras producirse la combustión en la caldera.

En la simulación que se lleva a cabo se opera con combustibles fósiles y combustibles orgánicos a partir de la combustión de ambos en la caldera, aunque no se trata de una opción única ya que existen más tecnologías a partir de las cuales se pueden obtener energía. Con la biomasa se busca suplir la producción de energía a partir de una fuente no renovable con una que sí lo sea; las fuentes energéticas renovables más relevantes con las que este cambio puede verse favorecido son las siguientes:

- Energía hidráulica: la obtención de energía surge de la transformación de la energía potencial gravitatoria presente en una cantidad de agua situada en un punto elevado, en energía cinética para lidiar la diferencia de altura. Se fuerza la retención de grandes masas de agua a una cierta altura para posteriormente dejarla caer a gran velocidad y así generar energía mecánica, con esta energía se hace girar el eje de una turbina para producir potencia a partir de una fuente de energía limpia.
- Energía eólica: esta energía aprovecha las corrientes de aire para producir energía cinética. Actualmente se emplean aerogeneradores para generar energía eléctrica y aunque se la considera uno de los recursos renovables más abundantes, su intermitencia supone un gran inconveniente al depender de manera indirecta de la energía solar. El movimiento de las masas de aire tiene lugar por la diferencia entre densidades ellas y solamente cuando la temperatura del aire es baja este tiende a bajar por ser más denso y pesar más.
- Energía solar: en este caso la generación de energía eléctrica se fundamenta en el aprovechamiento de la radiación transmitida por el Sol, existiendo dos métodos diferentes para canalizar dicha energía. Por un lado la radiación procedente del Sol se transfiere a un medio portador de calor como puede ser el agua o el aire; se conoce como energía solar térmica ya que a partir de la transferencia de calor se calienta uno de los flujos nombrados anteriormente para que intercambie energía con el fluido que circula a través de otro ciclo al cual se encuentra conectado mediante un intercambiador de calor.

El otro método consiste en transformar directamente la radiación solar en energía eléctrica a partir de células fotovoltaicas constituidas por materiales semiconductores. Cuando los fotones que constituyen la luz del Sol inciden sobre una de las caras de estas células se genera una corriente eléctrica que puede ser aprovechada como fuente de energía.

### **1.3.1. Carbón.**

El carbón es considerado como fuente primaria de calor en las calderas industriales y en las cámaras de combustión de carbón de las centrales termoeléctricas para obtener electricidad, llegando a destinarse un 75% de este combustible a la producción de electricidad a nivel mundial.

Debido al gran impacto ambiental que supone el carbón, se están llevando a cabo dos nuevas tecnologías de producción que suponen grandes perspectivas de cara al futuro. Estas tecnologías son la licuación del carbón y la gasificación; la segunda tecnología se empezó a usar en el siglo XVIII como medio de obtención de un nuevo combustible llamado por aquel entonces gas de agua. Actualmente el interés se basa en generar combustibles gaseosos de síntesis como el gas natural sintético ya que implican una mayor facilidad a la hora de ser almacenados y transportados.

Con el paso del tiempo los yacimientos de petróleo van agotándose, es por esto que aparece la primera tecnología. La licuación del carbón cada vez supone más ventajas ya que el combustible líquido que se obtiene duplica la potencia calorífica del carbón empleado para su obtención, además de ser menos contaminantes.

En el trabajo presentado se estudia el carbón como fuente fósil empleada para obtener energía a partir de su combustión, tiene su origen en el subsuelo debido a procesos de descomposición y a la existencia de altas presiones.

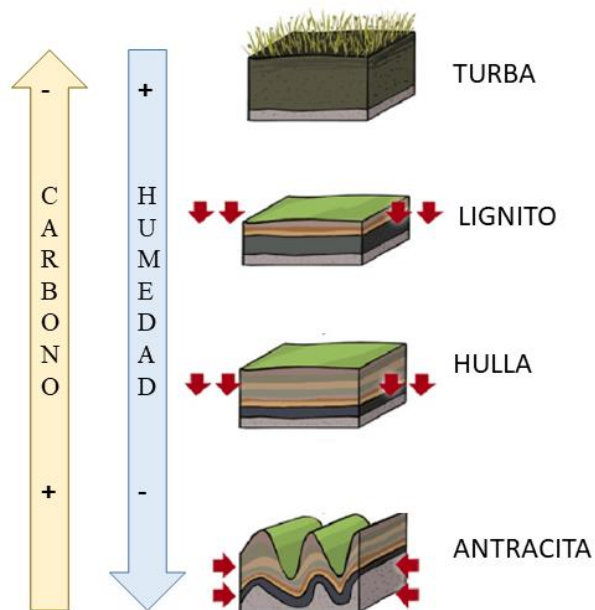
Cuando la materia vegetal pierde los gases y el agua presentes en su composición, se transforma en un carbón ligero, de aspecto terroso y de estructura esponjosa con un débil valor energético. Esta materia denominada turba se origina en sitios donde hay gran cantidad de agua estancada como pueden ser los pantanos, al ser estas zonas son pobres en oxígeno facilitan la formación lenta del carbón ya que las plantas muertas que se depositan no llegan a descomponerse por completo.

Con el paso del tiempo y tras sufrir condiciones de altas temperaturas y altas presiones la turba se transforma en lignito y carbón pardo al expulsar gases como  $N_2$  y  $O_2$ . Tras continuar someténdose a altas temperaturas y presiones, se forma la hulla (carbón bituminoso), hasta llegar a conseguir antracita tras la última etapa de compresión.

En resumen, el carbón es una roca sedimentaria que se forma por acumulación de restos vegetales en zonas con grandes cantidades de aguas estancadas; supone la fuente de combustible fósil más abundante en la tierra pero la extracción de este recurso resulta complicada. Como se ha visto, a medida que aumenta la temperatura y la presión a la que se encuentre sometido mayor será su compactación e incrementará la cantidad de carbón en su composición y su poder calorífico; atendiendo a al cambio de forma y estructura, los carbones podrían clasificarse de la siguiente manera:

- Turba: presenta un color verde oscuro y su contenido en humedad es tan elevado que no se considera carbón ya que es pobre en carbono (casi un 55% de su composición) y con una combustión menor. Al quemarse desprende gran cantidad de humo y cenizas por lo que es considerado como combustible de baja calidad, llegando a emplearse en otros ámbitos como la jardinería y la pintura debido a su humedad.
- Lignito: su textura se asemeja a la de la madera de origen y es de color negro, teniendo un contenido en carbono algo mayor que el de la turba (entre un 60% y el 75% de su composición). Está formado hace varias decenas de millones de años y es considerado como un carbón de calidad media empleado para generar electricidad.
- Hulla: es el carbón más abundante actualmente, tiene el mismo color que el lignito pero al tacto es graso y duro presentando entre un 75% y un 85% de carbono en su composición. Se utiliza principalmente en Centrales Térmicas para producir electricidad ya que posee un alto poder calorífico.
- Antracita: es considerado el mejor de todos los tipos de carbón ya que su contenido en carbono puede alcanzar el 95% de su composición, su aspecto es brillante y posee una dureza mayor que la hulla. La cantidad de humo desprendida en la combustión es pequeña por lo que es el menos contaminante y posee un poder calorífico superior a los demás, por ello se usa en las calderas de calefacción presentes en las casas y para generar electricidad.

En la Ilustración 4, se muestra un esquema de las distintas etapas de formación del carbón.



**Ilustración 4. Formación del carbón. (AreaCiencias)**

La producción de carbón en España sufrió un incremento en 2017 de casi un 60% hasta alcanzar los 2,78 millones de toneladas, este hecho trajo consigo un aumento de empleo en el sector de un 7%; algo que no ocurría desde el año 2011.

En un informe presentado por el presidente de la Asociación de Empresas Mineras llamada Carbunión, se muestran los datos de la evolución sufrida por la minería del carbón en nuestro país durante el año anterior, se ve como las importaciones de dicho combustible fósil se incrementaron hasta superar los 19 millones de toneladas. Gran parte de estas importaciones llevadas a cabo en España proceden de cuatro países (Indonesia, Rusia, Colombia y Sudáfrica).

La subida en la producción de carbón en el año 2017 se vio favorecida por la reducción que sufrió la producción hidráulica, ya que impulsó la necesidad del uso de centrales térmicas que operaban con gas y carbón. La Ilustración 5 recoge los datos estadísticos de la evolución en el sector del carbón en España desde el año 2011 hasta el año 2017.

CARBUNION FEDERACIÓN NACIONAL DE EMPRESARIOS DE MINAS DE CARBÓN	AÑOS						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 <sup>(a)</sup>
<b>PRODUCCIÓN EN ESPAÑA</b>	<b>Miles de Toneladas</b>						
Asturias	1.994	1.819	967	1.020	1.192	838	431
Castilla La Mancha	414	503	618	605	169	0	0
Castilla y León	1.854	1.569	958	1.046	363	174	517
<i>Total Hulla + Antracita</i>	<i>4.262</i>	<i>3.891</i>	<i>2.543</i>	<i>2.671</i>	<i>1.724</i>	<i>1.012</i>	<i>948</i>
Aragón	2.265	2.156	1.827	1.230	1.319	730	1.833
Cataluña	94	98	0	0	0	0	0
<i>Total Lignito Negro</i>	<i>2.359</i>	<i>2.254</i>	<i>1.827</i>	<i>1.230</i>	<i>1.319</i>	<i>730</i>	<i>1.833</i>
<b>PRODUCCIÓN TOTAL CARBÓN</b>	<b>6.621</b>	<b>6.145</b>	<b>4.370</b>	<b>3.901</b>	<b>3.043</b>	<b>1.742</b>	<b>(**) 2.781</b>
<b>IMPORTACIONES DE CARBÓN</b>	<b>Miles de Toneladas</b>						
Importación carbón térmico	13.593	20.154	11.049	14.597	17.314	(e) 12.874	(e) 17.401
Importación carbón coquizable	2.505	2.247	2.528	1.632	1.720	(e) 1.798	(e) 1.767
<b>IMPORTACION TOTAL DE CARBÓN</b>	<b>16.098</b>	<b>22.401</b>	<b>13.577</b>	<b>16.229</b>	<b>19.034</b>	<b>(e) 14.672</b>	<b>(e) 19.169</b>
<b>TOTAL CARBÓN TÉRMICO</b>	<b>Miles de Toneladas</b>						
Total carbón térmico (Prod + Import)	20.214	26.299	15.419	18.498	20.357	(e) 14.616	(e) 20.182
	<b>Porcentaje de participación del carbón producido en España</b>						
	<b>43%</b>	<b>25%</b>	<b>28%</b>	<b>22%</b>	<b>14%</b>	<b>13%</b>	<b>14%</b>
<b>EMPRESAS</b>							
Número de empresas	21	20	18	16	14	10	8
<b>EMPLEO</b>							
Plantilla propia	3.963	3.655	3.279	2.740	2.697	1.675	1.592
Contratas	1.862	1.399	1.092	975	627	379	605
<b>TOTAL TRABAJADORES</b>	<b>5.825</b>	<b>5.054</b>	<b>4.371</b>	<b>3.715</b>	<b>3.324</b>	<b>2.054</b>	<b>2.197</b>
<b>AYUDAS DE ESTADO</b>	<b>Millones de Euros/año</b>						
Ayudas al cierre (Art. 3 Decisión 2010/787/UE)	301,5	97 <sup>(*)</sup>	38,4	33,0	27,6	25,7	1,3 <sup>(e)</sup>
<small>(*) Si bien la convocatoria fue por 111 millones de euros, la denegación de las ayudas a varias empresas resultaron en el pago de esta cantidad</small>							
<small>(e) Estimadas (p) Año 2017: datos provisionales (**) Procedencia: Subterránea = 542 mil toneladas — Cielo Abierta = 2.238 mil toneladas</small>							
<small>Fuente: MINETAD (DGPEM Est. Minero y IRLM), w2m, IHS Elaboración: CARBUNION febrero 2018</small>							

**Ilustración 5. Evolución del sector minero en España.**

### 1.3.2. Biomasa.

La asociación de empresas de energías renovables (APPA) define la biomasa de la siguiente manera: “materia orgánica utilizada como fuente de energía”. Enmarcando dicha definición en el contexto energético, se puede considerar la biomasa como “la materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, que puede ser utilizada como generadora de energía siendo considerada la materia orgánica de las aguas residuales y los lodos como parte de esta fuente energética”.

Se trata de un recurso 100% renovable y libre de emisiones de carbono, además, una gran ventaja frente a otras energías renovables como pueden ser la solar, la eólica, la hidráulica, etc. es el modo de almacenamiento ya que es mucho más fácil y gestionable.

En el siguiente párrafo se enumeran una serie de ventajas e inconvenientes que presenta el uso de un combustible energético renovable como es la biomasa frente a una fuente energética no renovable como es el carbón.

Ventajas:

- Se trata de una fuente de energía renovable e inagotable.
- No es necesaria una fuerza externa para producir energía como puede pasarle a la energía eólica o a la energía mareomotriz.
- Se trata de un recurso relativamente económico.

- Los productos obtenidos tras el uso de este combustible son biodegradables.
- Gran uso de océanos y suelos de baja calidad, logrando restaurar tierras degradadas.
- Reducción de vertederos al hacer uso de materiales de desecho.
- Previene la contaminación del medio ambiente al emplearse los residuos orgánicos como combustible.
- Genera un balance favorable de CO<sub>2</sub>; siendo posible la retención de más CO<sub>2</sub> por parte de la materia orgánica durante su crecimiento en comparación con el liberado en la combustión.
- Se trata de un combustible pobre en azufre, por lo tanto no da lugar a la generación de lluvia ácida por contaminación.
- No es participe del efecto invernadero.
- Reduce la dependencia de energía al poder ser obtenida en el propio país.
- Supone un aumento de la economía en las áreas rurales.

#### Inconvenientes:

- Es necesaria una gran cantidad de biomasa para conseguir un buen aporte energético.
- Posible generación de competencia con la producción de alimentos y piensos para animales.
- Se obtiene un menor rendimiento de los combustibles procedentes de la biomasa en comparación con los procedentes de los combustibles fósiles.
- Sólo pueden aprovecharse residuos orgánicos para la obtención de energía.
- Un alto porcentaje de biomasa se produce en océanos por lo que la recuperación de esta resulta complicada.
- Desprendimiento de olores y emisión de componentes peligrosos durante el tratamiento térmico.
- Almacenamiento costoso en relación con el almacenamiento de carbón.
- Al tratarse de una energía "nueva" es necesaria la construcción de nuevas centrales para poder obtener energía a partir de la biomasa, lo que supone alteraciones del medio natural.

La comparativa entre ambos combustibles proporciona una visión más crítica a la hora de decantarse por un combustible de trabajo u otro, ya que elegir una fuente de energía renovable frente a una que no lo es supone en ciertos casos una serie de riesgos e inconvenientes.

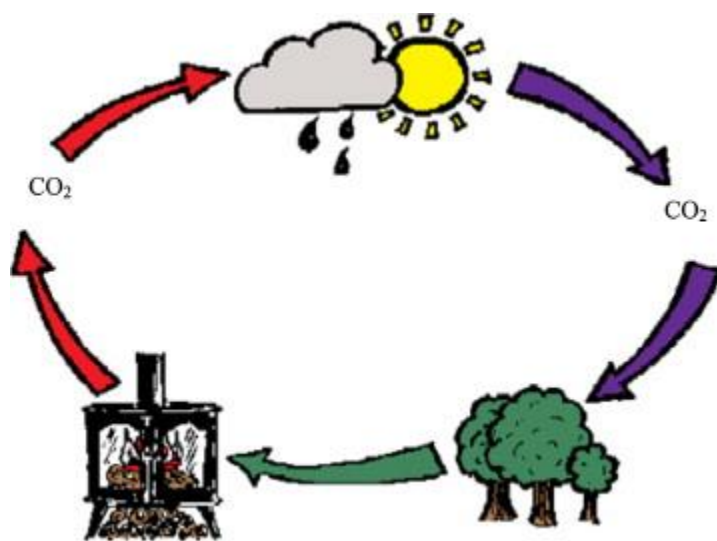
La biomasa es un combustible que cuenta con un contenido de humedad elevado y variable, por lo que a pesar tener un bajo contenido en azufre y cenizas es considerada como un combustible de baja calidad, al generar una baja eficiencia en comparación con el resultado obtenido mediante el uso del carbón.

#### Fuente de energía neutra de carbono

Cuando se quema la biomasa, todo el carbono presente en ella reacciona con el oxígeno del aire formando dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) que es liberado a la atmósfera. Una vez quemado el combustible por completo, se obtiene un equilibrio entre la cantidad de  $\text{CO}_2$  producido, y el tomado por las plantas en su etapa de crecimiento lo que genera una adición neta de  $\text{CO}_2$ ; por este motivo, la biomasa es considerada como un sumidero de carbón.

Con los combustibles fósiles ocurre todo lo contrario, estos al ser quemados producen una adición neta de  $\text{CO}_2$  ya que no se produce ningún proceso en paralelo que pueda compensar la gran cantidad de dicho compuesto liberado a la atmósfera.

En la Ilustración 6 se representa el equilibrio por parte de la biomasa en cuanto a emisiones se refiere; este proceso se denomina ciclo de emisiones de carbono cero.



**Ilustración 6. Ciclo de emisiones de carbono cero.**

## Composición

El análisis final de la biomasa es uno de los pasos más importantes a la hora de caracterizar a los distintos combustibles renovables en función de sus propiedades.

Por una parte se calcula el porcentaje presente de Nitrógeno (N) y Azufre (S) en la composición de cada uno para conocer el impacto ambiental que presentará cada combustible; por otro, se obtiene la cantidad de Carbono (C), Hidrógeno (H) y Oxígeno (O) de cada una de las biomásas, lo que hace posible conocer la temperatura de combustión de cada una de ellas.

En este trabajo, se hace uso de dos biomásas de distinto origen procedentes de la materia orgánica del pino y de un tipo de microalga llamado “*Chlorella Vulgaris*” utilizada mayormente como tratamiento médico en Japón; y de cuatro combustibles más de origen fósil.

Uno de los principales sustitutos a los combustibles de origen fósil que ha cobrado mayor importancia en los últimos años dentro del sector de transportes es el biodiesel, este posee características similares al diésel actual pero al tratarse de un combustible renovable tiene una menor emisión asociada de hidrocarburos inquemados, monóxido de carbono y materia particulada.

Se han estudiado varias fuentes de obtención del biodiesel; primero se emplearon semillas de oleaginosa como la palma, la soja, etc., pero surgieron varios inconvenientes entre ellos estaba el uso de recursos alimenticios para su generación, ya que con el paso del tiempo desencadenaría la desaparición de estas semillas. A continuación se probó con cultivos no alimenticios para la generación del combustible, conocido como biodiesel de segunda generación. La oferta de estos era tan escasa que no se podía cubrir la demanda existente en ese momento, es decir, sería necesario inutilizar grandes terrenos destinados a cultivos de productos alimenticios para poder plantar cultivos no alimenticios como la mahua, la jatrofa, etc. por lo que se desestimó dicha opción.

La solución a estos dos problemas que más se considera a día de hoy es la generación del llamado biodiesel de tercera generación; su producción se fundamenta en el uso de microalgas ya que tienen la posibilidad de crecer en aguas no aptas para el consumo, como pueden ser las aguas salinas e incluso aguas residuales.

Las microalgas son microorganismos unicelulares capaces de realizar la fotosíntesis, es decir, pueden generar biomasa a partir de dióxido de carbono y luz, oxidando el agua a oxígeno.

Presentan un gran número de ventajas frente a otros medios de obtención de energía. Poseen una mayor eficiencia fotosintética frente a otras plantas de producción, logrando entre un 3% y un 8% de conversión de la energía solar en biomasa, la tasa de crecimiento es alta pudiendo incluso duplicar su cantidad en casi 1 día, y tienen mayor potencial que cualquier planta oleaginosa para producir mayor cantidad de biomasa. Sin embargo, se debe tener en cuenta la necesidad de un medio acuoso para su producción.



Este hecho implica la necesidad de un proceso de secado para lograr obtener una biomasa con una eficiencia mayor a la de las microalgas húmedas.

En la Tabla 1 se muestra el análisis final de los 6 combustibles usados para la simulación, y el valor de su Poder Calorífico Superior. Este último dato proporciona una medida de la cantidad de energía por unidad de volumen o de masa que se logra desprender cuando se produce la reacción de oxidación.

	C [%]	H [%]	N [%]	S [%]	O [%]
Pino	46.18	6.52	0.817	0.065	39.3
Microalgas	44.7	6.5	7.6	1.4	24
Lignito	54.78	4.055	1.228	0.543	18.14
Carbón con contenido en volátiles alto	71.6	4.3	1.6	1.7	3.8
Carbón con contenido en volátiles medio	75.8	4.1	1.3	1.2	2.6
Carbón con contenido en volátiles bajo	77.4	3.4	1.2	1	2
	Humedad [%]	Ceniza [%]	PCS [MJ/kg]		
Pino	3.85	3.38	18.46		
Microalgas	4.4	11.4	16.3		
Lignito	16.19	5.07	24.08		
Carbón con contenido en volátiles alto	9	8	29.5		
Carbón con contenido en volátiles medio	7	8	30.8		
Carbón con contenido en volátiles bajo	7	8	30.6		

**Tabla 5. Análisis final de los combustibles.**

### Análisis próximo

El análisis próximo es primordial para conocer el fenómeno de la combustión de la biomasa ya que estudia el porcentaje de material volátil, las cenizas, y el contenido de carbono fijo del combustible.

Las cenizas presentes en los combustibles se deben tener en cuenta ya que pueden generar problemas de ignición, de corrosión y erosión acelerada del metal del lado de los gases, llegando a dificultar la combustión. Si existe suciedad o escoria en la biomasa se puede dar el caso de tener un punto de fusión de la ceniza disuelta muy bajo

La existencia de ceniza en la composición de la biomasa genera principalmente dos problemas en las calderas:

- Aparecen pequeñas acumulaciones de ceniza en el quemador dando lugar a una posible inestabilidad del proceso.
- Se generan deposiciones de ceniza fundida o sólida dentro del intercambiador de calor en la caldera, este hecho da lugar al incremento de la temperatura de los gases lo que conlleva la caída del rendimiento, y la transferencia de calor se ve perjudicada produciéndose una disminución de esta.

#### **1.4. Análisis termogravimétrico. (TGA)**

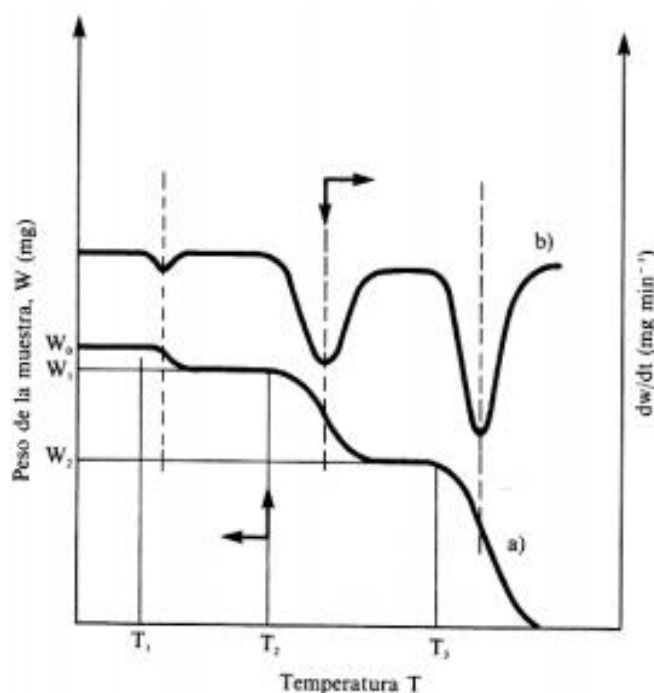
Para conocer de manera experimental la cantidad de humedad y de cenizas presentes en cada combustible se emplean métodos de análisis térmicos. En estos métodos se utilizan una serie de técnicas a partir de las cuales se monitoriza una determinada propiedad física de la sustancia o material que se conoce, se realiza un seguimiento de la variación de esta propiedad al ser sometida a un programa de temperatura de manera controlada en una atmósfera determinada.

Se emplean un gran número de métodos térmicos para conocer la influencia del calor sobre los materiales y sus propiedades. Los cambios de energía en el material supone la base del Análisis Térmico Diferencial (TDA “Termical Diferencial Analysis”) y de la Calorimetría Diferencial de Barrido (DSC “Differential Scanning Calorimetry”), si se quiere conocer los cambios en el peso se tendrá que llevar a cabo un Análisis Termogravimétrico (TGA “Thermogravimetric Analysis”).

El interés de este apartado es conocer cuando una muestra gana o pierde peso, más que en saber si la reacción llevada a cabo es endotérmica (absorbe energía al llevarse a cabo) o exotérmica (al contrario que la otra, esta libera energía). Por lo tanto este apartado se centrará en los métodos termogravimétricos.

En la realización de un análisis termogravimétrico se monitoriza continuamente la variación que sufre la masa de una muestra, o bien en función del tiempo, o en función de la temperatura a la que se somete. En el primer caso se trata de un experimento isoterma, la temperatura a la que se trabaja es constante; en cambio, en el segundo caso se trata de un experimento dinámico en el que la temperatura sufrida por la muestra va aumentando de forma controlada (por norma general el incremento se hace de manera lineal con el tiempo). Los datos que se obtienen se representan a través de una curva de descomposición térmica, también denominado termograma. A continuación se plantean los termogramas referidos a los dos tipos de casos nombrados anteriormente: la curva a) muestra el termograma de un experimento convencional, y la curva b) muestra la curva de un experimento diferencial.

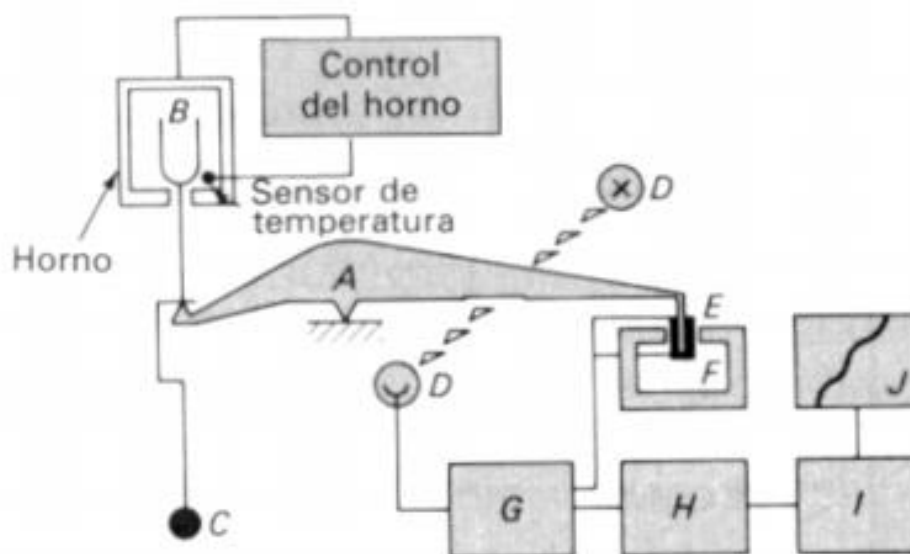
El termograma diferencial se emplea cuando no se visualiza con claridad los saltos en el termograma convencional. Los puntos mínimos de la curva diferencial se corresponden con los puntos máximos de descomposición en la curva termogravimétrica.



**Ilustración 7. Termogramas convencional y diferencial. (D.A. Skoog et al. Principios de Análisis Instrumental)**

En este método de análisis térmico se utilizan instrumentos comerciales conformados de: un horno, un sistema de gas de purga que permite mantener una atmósfera inerte, una balanza analítica sensible y un microordenador que permite controlar el sistema de experimentación y los datos.

- Horno: en termogravimetría se trabaja con un intervalo de temperaturas que parte normalmente de la temperatura ambiente hasta los 1500 °C, este incremento en la temperatura se puede realizar a distintas velocidades alcanzando un máximo de 200 °C/min. Al aumentar la temperatura se produce la transferencia de calor por lo que existe la necesidad de aislar el horno y refrigerar su cara externa. Normalmente estos hornos están previstos de un intercambiador de gases que permite realizar la calefacción en distintos tipos de atmósferas.
- Sistema de gases: es una parte importante de la termobalanza, estos pueden ser gases de tipo inerte (Nitrógeno o Argón), pueden ser oxidantes (Oxígeno o Aire), o también reductores (Hidrógeno). El intercambio de gases permite inducir un tipo de descomposición diferente.
- Balanza analítica sensible: en el mercado existen balanzas capaces de registrar información de muestras con masas que van desde 1 gramo hasta 100 gramos, con una aproximación de  $10^{-4}$  mg. Este elemento debe estar aislado térmicamente del horno, a excepción de la base sobre la que se colocará la muestra que debe situarse dentro de este.

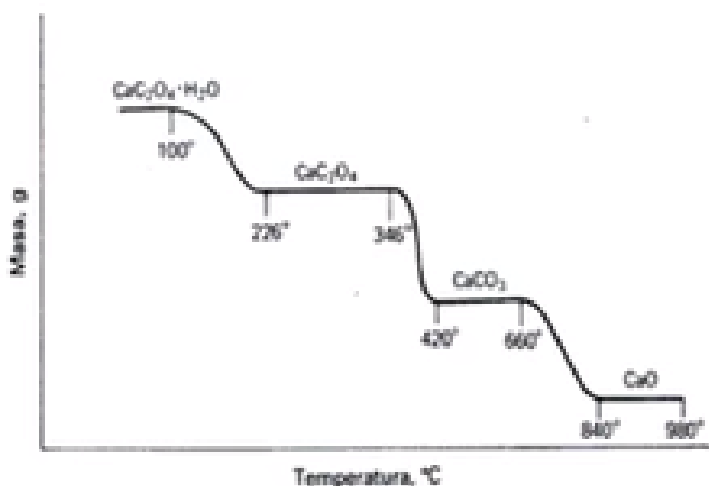


**Ilustración 8. Esquema del diseño de una termobalanza.**

La Ilustración 8 tomada del libro “Principios de Análisis Instrumental” de D.A. Skoog et al., muestra el esquema básico de una termobalanza.

Cuando se produce una variación de la masa, se genera una pequeña modificación en la dirección del brazo interpuesto entre un fotodiodo y una lámpara, lo que supone la amplificación de la corriente fotodiódica. Esta disminución alimenta a la bobina situada en el punto E, la cual se encuentra entre medias de los polos de un imán que se mantiene fijo en el punto F. La bobina genera un campo magnético que devuelve el brazo desviado a su posición inicial; finalmente se obtienen los datos relativos a la pérdida de masa a través de la información proporcionada por la corriente amplificada del fotodiodo.

Esta técnica resulta de gran interés ya que puede aplicarse para la descomposición de materiales orgánicos como se explica a partir de Ilustración 9, donde se muestra el termograma del oxalato de calcio monohidratado en una atmósfera inerte. Es normal que la curva muestre de manera sucesiva las reacciones que ocurren en la descomposición de la materia orgánica.



**Ilustración 9. Termograma del Oxalato de calcio monohidratado.**

El compuesto del cual se estudia la descomposición presenta la siguiente formulación:  $\text{CaC}_2\text{O}_4\text{H}_2\text{O}$ . Se suceden tres reacciones hasta conseguir monóxido de calcio y dióxido de carbono; cada una de estas reacciones se corresponden con los tres saltos visibles de pérdida de materia en la Ilustración 9, siendo el primero de ellos pertenecientes a la deshidratación, es decir, la primera caída de masa en un termograma corresponde con la pérdida de humedad.



### Diferencias frente a otros combustibles

Si se compara la composición de la biomasa en general con la del carbón mineral, se encuentran grandes diferencias. La biomasa presenta mayores porcentajes de hidrógeno, oxígeno y contenidos volátiles lo que implica mayor posibilidad de que se produzca ignición homogénea, y por tanto, un valor de calentamiento menor. Por el contrario la presencia de carbón en su composición es inferior.

Por estos motivos se asemeja la biomasa a los carbones de bajos rendimientos.

La Tabla 2 recoge la comparativa de ambos combustibles de manera numérica para hacer más fácil la comprensión del párrafo anterior.

PROPIEDAD	CARBÓN	BIOMASA
Tamaño de la partícula [mm]	100	3
Densidad combustible	1300	500
Porcentaje de Oxígeno [%]	2-15	35-45
Porcentaje de carbono [%]	65-85	43-54
Porcentaje de Azufre [S]	0.5-7.5	0.5 (máximo)
Valor de calentamiento	23-28	14-21
Temperatura de ignición [°C]	490-595	418-426

**Tabla 6. Comparativa numérica entre la biomasa y el carbón de sus principales características.**

En la tabla no se expone el alto contenido en humedad y cenizas de la biomasa frente a los combustibles de carbón. Este hecho da lugar a que la deposición de partículas en la combustión de la biomasa sea más alta y con más tenacidad que con el carbón, lo que supone una gran dificultad a la hora de eliminar dichos depósitos y una limpieza adicional que supondrá un gasto económico.

## 2. GENERACIÓN DE VAPOR

La generación de vapor es un proceso que suele emplearse en centrales termoeléctricas; dichas centrales se usan para generar energía eléctrica, normalmente esta energía se consigue a partir de la energía liberada en forma de calor en la combustión de combustibles fósiles como pueden ser carbón, petróleo o gas natural.

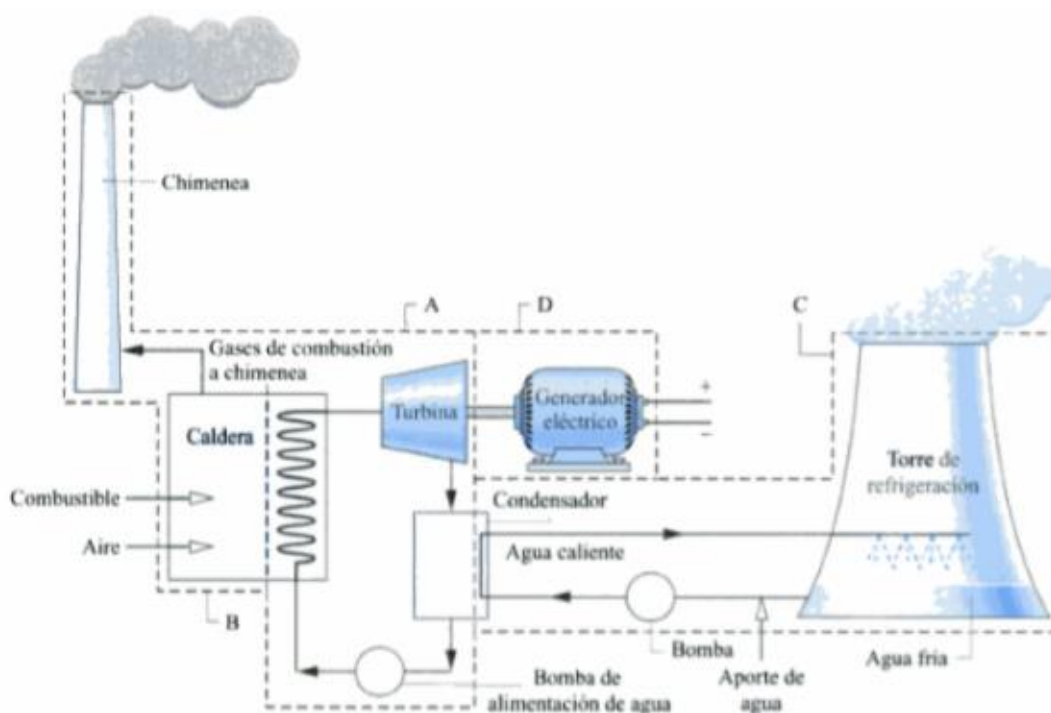
En el caso de las centrales que operan con combustible orgánico (biomasa), la forma de obtención de energía dentro de la caldera varía en función del combustible empleado; dicha materia orgánica puede ser transformada en energía a partir de métodos bioquímicos y métodos termoquímicos. Este último método se usa para transformar en calor los combustibles con un porcentaje de humedad relativa menor como puede ser la paja, cáscara de frutos secos o la madera; las maneras termoquímicas más empleadas son las siguientes:

- **Pirolisis:** consiste en la descomposición de la biomasa empleando el calor (aproximadamente se trabaja alrededor de los 500 °C) en un entorno anaerobio, es decir, en ausencia de oxígeno. Este proceso da lugar a residuos sólidos carbonosos, líquidos carbonatados y gases constituidos por óxidos de carbono, hidrocarburos e hidrógeno.
- **Gasificación:** tras llevarse a cabo la combustión se generan distintas cantidades de elementos químicos como el dióxido de carbono, el hidrógeno, el carbono y el metano. Las condiciones de trabajo difieren de las empleadas en la pirolisis ya que se trabaja con un porcentaje de oxígeno oscilante entre 10 y 50%, y con temperaturas que pueden variar entre 700 y 1500 °C. Aparecen dos procesos distintos de gasificación, por un lado el gas de síntesis el cuál ha ganado importancia en la actualidad ya que puede ser transformado en combustibles líquidos, y por otro el gas pobre conocido como gasógeno.
- **Combustión:** es el método empleado en este trabajo, y consiste en quemar la biomasa con ayuda de un exceso de aire (alrededor de un 20 y un 40% más que el teórico) a temperaturas algo menores que las empleadas en la gasificación ya que se trabaja entre 600 y 1300 °C.
- **Co-combustión:** la combustión de carbón en las calderas se apoya por la biomasa como combustible de ayuda, lo que supone la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y de consumo de carbón.

Los métodos bioquímicos se emplean en la obtención de energía a partir de combustibles orgánicos que presentan una mayor cantidad de humedad relativa, existiendo únicamente dos métodos de descomposición:

- Fermentación alcohólica: se realiza a partir de plantas ya que en estas se encuentran presentes hidratos de carbono que al disolverse permiten la obtención de etanol usado en la industria.
- Fermentación metánica: la materia se descompone a partir de una digestión anaerobia, dando lugar al biogás.

Las plantas que emplean el vapor para obtener energía están compuestas como puede verse en la Ilustración 10 de dos sistemas diferenciados. El sistema formado por los elementos A-B consiste en un ciclo denominado ciclo Rankine donde se obtiene la energía a partir de la turbina, y por otro lado el elemento C constituye el sistema de refrigeración necesario al trabajar con temperaturas elevadas.



**Ilustración 20. Esquema de una central hidroeléctrica.**



## 2.1. Ciclo Rankine.

William John Macquorn Rankine fue la primera persona capaz de calcular el trabajo máximo que podía generar un motor usando como fluido de trabajo vapor seco en estado de saturación; fue por este motivo que decidió denominar ciclo Rankine al ciclo de vapor conocido hasta el momento.

El ciclo más simple se constituye únicamente de un generador de vapor, una caldera alimentada por una bomba, una turbina de vapor y un condensador. Se considera un ciclo termodinámico idea en el que se dan los siguientes procesos:

- 1) Se genera vapor en la caldera del ciclo a una presión de trabajo constante.
- 2) El vapor generado en el proceso anterior se expande de manera isentrópica (manteniendo constante la entropía) en la turbina de vapor.
- 3) Tras sufrir la expansión, el vapor pasa al condensador donde se condensa a presión constante.
- 4) Finalmente se presuriza el vapor condensado hasta la presión de trabajo de la caldera.

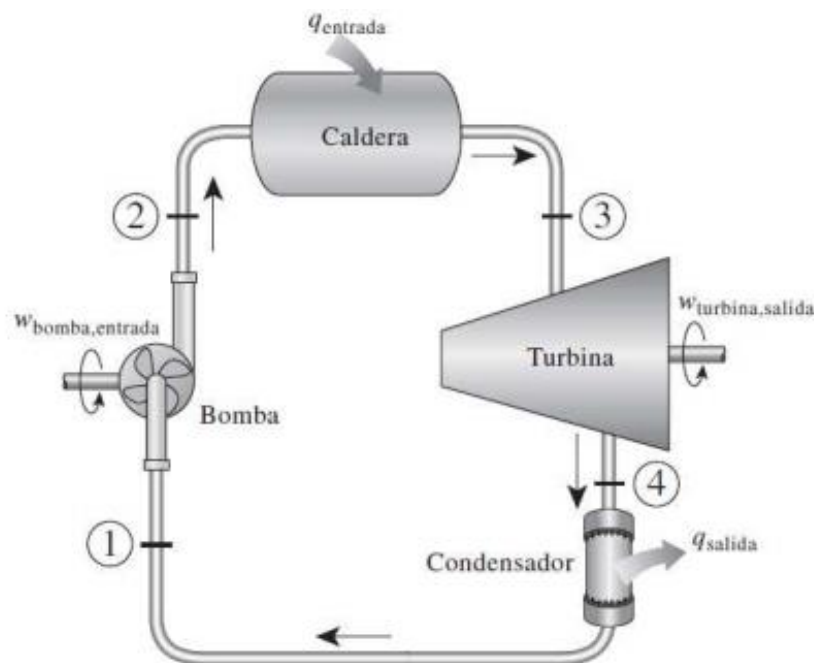
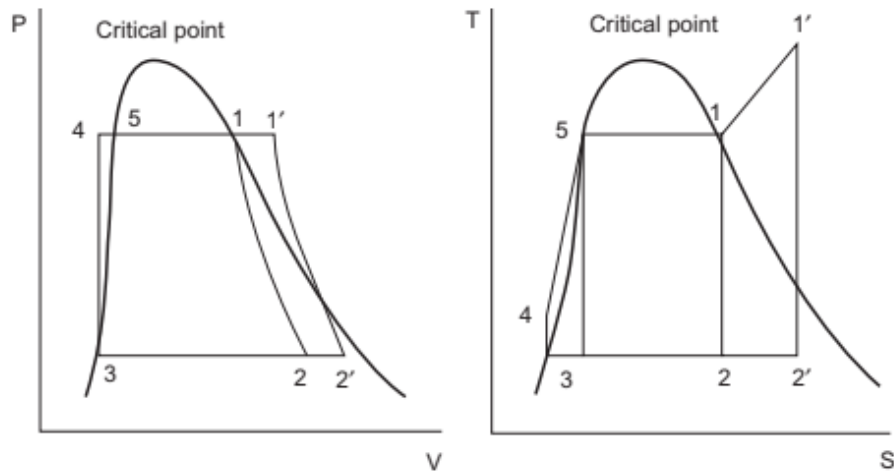


Ilustración 11. Ciclo Rankine simple.

La Ilustración 12 muestra el diagrama T-S y el diagrama P-V del ciclo Rankine reflejado en la ilustración inmediatamente superior. Se asume como un ciclo ideal que trabaja de manera reversible, es decir, pasa de un estado inicial a uno final a través de distintos estados de equilibrio.

Se pueden diferenciar 4 estados distintos en el ciclo en los que el vapor va modificando su presión y su temperatura.

- ESTADO 1: el vapor se encuentra en condiciones de saturación a presión  $P_1$  y temperatura  $T_1$ .
- Transición de 1 a 2: el vapor pasa a la turbina donde se expande de forma reversible y adiabática a una temperatura  $T_2$  y una presión  $P_2$  menores que las del estado inicial. Esta turbina genera una potencia mayor que la requerida por la bomba que alimenta la caldera.
- ESTADO 2: en este estado el vapor no se encuentra en una única fase ya que se encuentra en estado de cambio de fase.
- Transición de 2 a 3: el vapor expandido en la turbina alcanza el condensador donde se licua y pasa considerarse agua en estado saturado a la misma temperatura y presión que en el estado 2.
- ESTADO 3: el fluido de trabajo se encuentra en condiciones de líquido saturado.
- Transición de 3 a 4: el agua en estado saturado se hace circular a través de la bomba donde se comprime mediante un proceso reversible y adiabático hasta alcanzar la presión  $P_4$  idéntica a la presión inicial.
- ESTADO 4: el fluido de trabajo se encuentra en condiciones de líquido subenfriado.
- Transición de 4 a 1: el líquido subenfriado se calienta manteniendo la presión constante a través de un intercambiador de calor presente en el generador de vapor denominado economizador, hasta alcanzar el estado de saturación marcado en los diagramas como estado 5



**Ilustración 12. Diagrama T-S y P-V del ciclo simple de Rankine.**

A partir de los estados descritos se plantean las siguientes ecuaciones que ayudarán al cálculo de la eficiencia.

Calor requerido por la caldera:

$$Q_{cald} = (h_1 - h_4) \quad (2.1.1)$$

Calor suministrado por el condensador:

$$Q_{cond} = (h_2 - h_3) \quad (2.1.2)$$

Trabajo suministrado por la turbina:

$$W_t = (h_1 - h_2) \quad (2.1.3)$$

Trabajo requerido por la bomba:

$$W_b = (h_4 - h_3) \quad (2.1.4)$$

La potencia neta producida por el ciclo es la diferencia entre el trabajo suministrado por la turbina y el trabajo necesario en la bomba:

$$W_{neta} = W_t - W_b = (h_1 - h_2) - (h_4 - h_3) \quad (2.1.5)$$

La eficiencia del ciclo se puede calcular a partir de la potencia neta producida y el calor necesario en la caldera, ya que el rendimiento se define como el cociente entre la potencia obtenida y el calor que me cuesta obtenerla.

$$\eta = \frac{W_{neta}}{Q_{cald}} = \frac{(h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)}{(h_1 - h_4)} \quad (2.1.6)$$

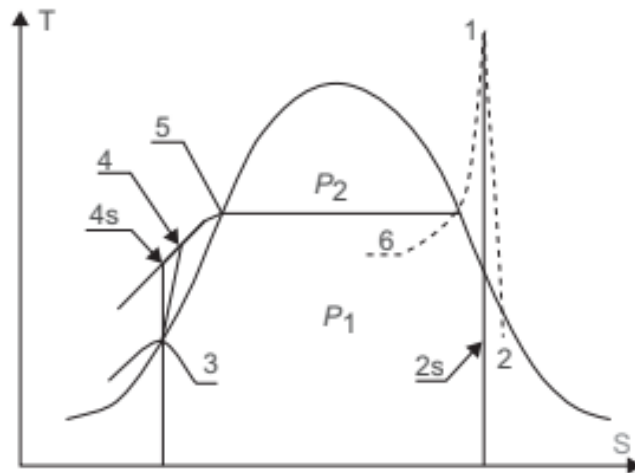
### 2.1.1. Ciclo real de Rankine.

En el ciclo ideal expuesto anteriormente, la expansión en la turbina y la compresión posterior en la bomba se realizan isentrópicamente. Por este motivo se puede considerar la eficiencia calculada en la ecuación (2.1.6) como la máxima alcanzable en un ciclo de condensación de vapor.

Pero operar con un ciclo ideal en la realidad es imposible por lo que al no considerarse los procesos isoentrópicos, la eficiencia obtenida será menor que la ideal. Este hecho se debe a la existencia de irreversibilidades a la hora de comprimir y expandir, lo que requiere un mayor esfuerzo en la bomba y una potencia menor generada en la turbina.

La irreversibilidad se produce como resultado a los siguientes aspectos:

- Pérdida de presión en las tuberías por las que circula el fluido de trabajo, en los intercambiadores, en las válvulas, etc.
- Aumento en la entropía en los procesos de expansión y compresión por la fricción entre los componentes de la bomba y la turbina.
- Otro problema existente en las turbinas es el impacto a alta velocidad de las gotas de agua que se producen al condensar el vapor húmedo, se generan picaduras y erosión en las palas de la turbina dando lugar a una menor eficiencia en la etapa de generación de potencia.



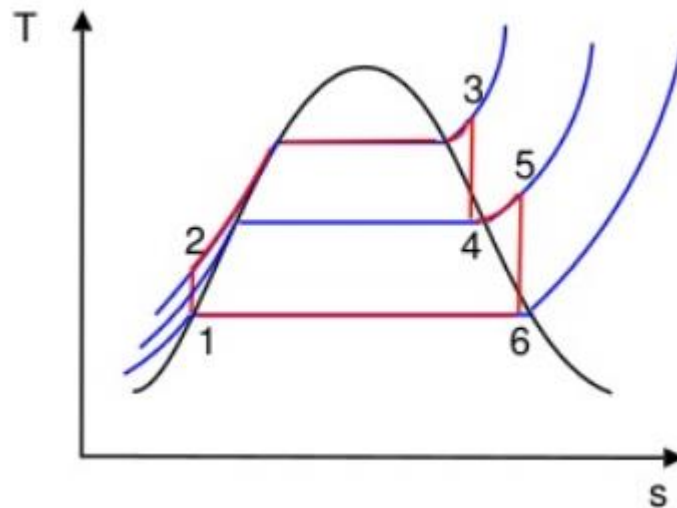
**Ilustración 13. Diagrama T-S del Ciclo real de Rankine.**

En la Ilustración 13 se observa el diagrama T-S de un ciclo real de Rankine donde aparecen dos nuevos estados en comparación con el mostrado en la Ilustración 12.

- ESTADO 1: el vapor se encuentra en condiciones de saturación a presión  $P_1$  y temperatura  $T_1$ .
- Transición de 1 a 2: el vapor pasa a la turbina donde se expande de forma reversible y adiabática a una temperatura  $T_2$  y una presión  $P_2$  menores que las del estado inicial. Esta turbina genera una potencia mayor que la requerida por la bomba que alimenta la caldera. Como se explica anteriormente, la expansión no se realiza de manera ideal ya que aparecen pérdida en la potencia.
- ESTADO 2: en este estado el vapor no se encuentra en una única fase ya que se encuentra en estado de cambio de fase. Este estado se encuentra con un valor entálpico mayor que el ideal pero continúa trabajando a la misma temperatura que lo hacía el estado 2s anterior.
- Transición de 2 a 3: el vapor expandido en la turbina alcanza el condensador donde se licua y pasa considerarse agua en estado saturado a la misma temperatura y presión que en el estado 2.
- ESTADO 3: el fluido de trabajo se encuentra en condiciones de líquido saturado.
- Transición de 3 a 4: el agua en estado saturado se hace circular a través de la bomba donde se comprime mediante un proceso reversible y adiabático hasta alcanzar la presión  $P_4$  idéntica a la presión inicial.



Un porcentaje del vapor total que llega a la turbina de alta presión es extraído y recirculado a la caldera para ser recalentado, inmediatamente después regresa al segundo cuerpo de turbina que se encuentra trabajando a una presión menor. La extracción comúnmente se denomina vapor de “recalentamiento en frío”, mientras que al vapor que sale de la caldera y es devuelto a la turbina se le conoce como vapor de “recalentamiento en caliente”.



**Ilustración 15. Diagrama T-S del Ciclo Rankine con recalentamiento.**

De la Ilustración 15 se pueden formular nuevas ecuaciones que permitan obtener un valor para la eficiencia del ciclo Rankine mejorado con recalentamiento.

La potencia neta producida por el ciclo es la diferencia entre el trabajo suministrado por la turbina y el trabajo necesario en la bomba; en este caso el trabajo necesario es despreciable frente al de la turbina:

$$W_{\text{neta}} = W_{t\_alta} + W_{t\_baja} = (h_3 - h_4) - (h_5 - h_6) \quad (2.1.7)$$

Calor requerido por el ciclo:

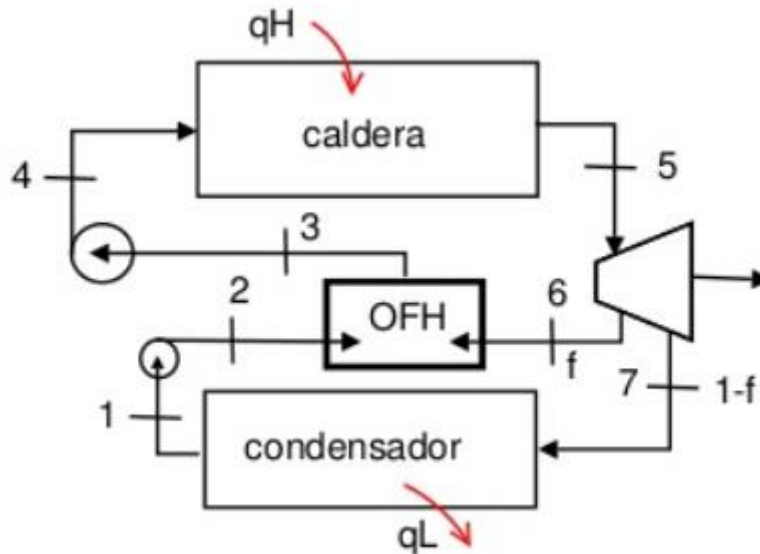
$$Q_{\text{ciclo}} = Q_{\text{cald}} + Q_{\text{recal}} = (h_3 - h_2) + (h_5 - h_4) \quad (2.1.8)$$

La eficiencia del ciclo en este caso se calcula como:

$$\eta = \frac{W_{neta}}{Q_{ciclo}} = \frac{(h_3-h_4) + (h_5-h_6)}{(h_3-h_2) + (h_5-h_4)} \quad (2.1.9)$$

➤ Ciclo Rankine con regeneración.

En este ciclo se lleva a cabo el proceso conocido como “sangrado de la turbina” cuya finalidad es mejorar la eficiencia del ciclo, de manera indirecta se minimiza el consumo de vapor.



**Ilustración 16. Ciclo Rankine con regeneración.**

Esta mejora consiste en extraer un porcentaje de vapor en las turbinas para emplearlo en el calentamiento del fluido de trabajo antes de que este entre en la caldera. Con este hecho se reduce el consumo calórico de la caldera al necesitar un menor aporte de energía para alcanzar la temperatura máxima del ciclo. Este hecho conlleva una disminución de la eficiencia en el cuerpo de turbinas ya que la parte de vapor que se extrae deja de utilizarse para producir potencia eléctrica.

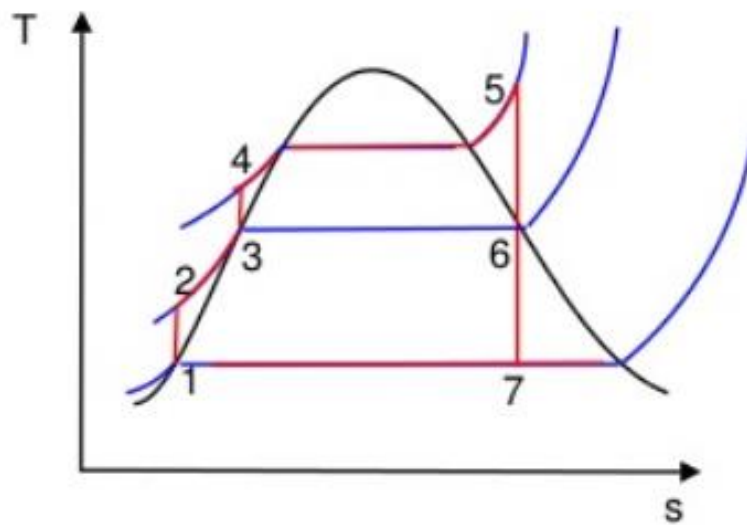
La cantidad de vapor que se extrae en el sangrado no debe ser muy elevado ya que al separar la corriente, llegará menos agua al segundo cuerpo de turbina y por tanto la eficiencia se verá reducida.

La presión a la que se realice el sangrado impone la presión con la que entra el porcentaje de vapor no extraído en la segunda turbina. Esta presión debe ser lo suficientemente grande para que la turbina de baja presión tenga capacidad para descomprimir, pero no excesivamente elevada ya que supondría que la turbina de alta presión descomprimiría muy poco.



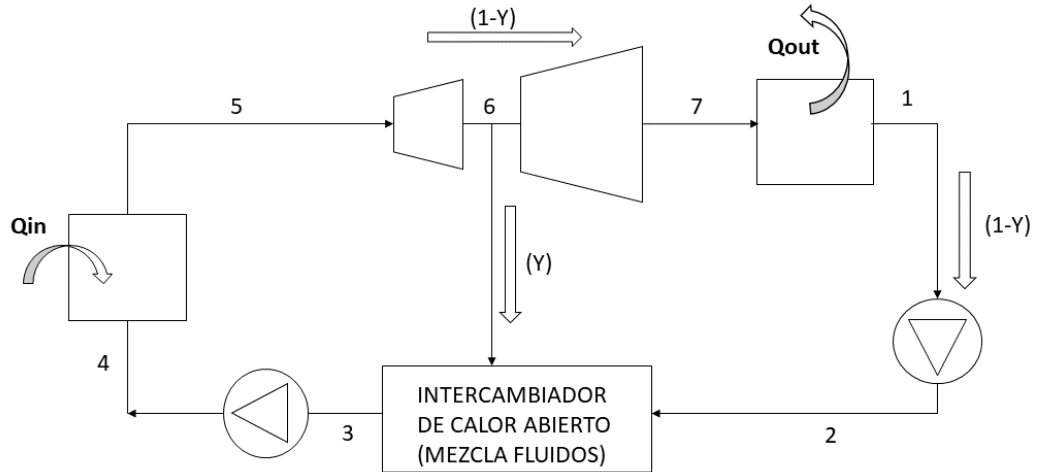
Tras realizar el sangrado a la turbina, el vapor extraído es conducido a un intercambiador de calor para transferir parte de su energía al vapor que ha sido condensado. Estos flujos de vapor se encuentran a distintas presiones por lo que resulta necesario añadir una bomba más al ciclo por cada sangrado realizado, a parte de la que se encuentra en el ciclo simple.

En la Ilustración 17 se observa el diagrama T-S de un ciclo ideal con regeneración. El líquido que proviene del punto 7 no sufre cambio de estado, por lo que presenta transferencia de calor sensible; en cambio el líquido del punto 6 sí que sufre este cambio de fase, lo que supone una transferencia de calor latente.



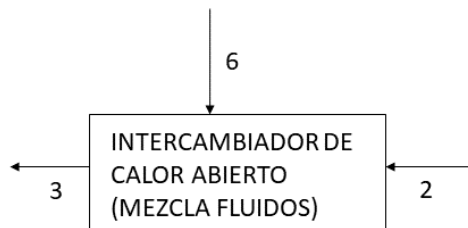
**Ilustración 17. Diagrama T-S de un ciclo Rankine ideal con regeneración.**

Los intercambiadores de calor utilizados pueden ser de dos tipos, abiertos o cerrados. Cuando se usa el intercambiador abierto el ciclo presenta el esquema mostrado en la Ilustración 18, donde se produce la mezcla de fluidos dentro de dicho intercambiador.



**Ilustración 18. Ciclo Rankine con regeneración e intercambiador abierto.**

Para conocer datos del fluido antes y después del intercambio de calor es necesario realizar un balance de masa como el mostrado en la Ilustración 19 cuando se opera con un intercambiador abierto.



**Ilustración 19. Intercambiador de calor abierto.**

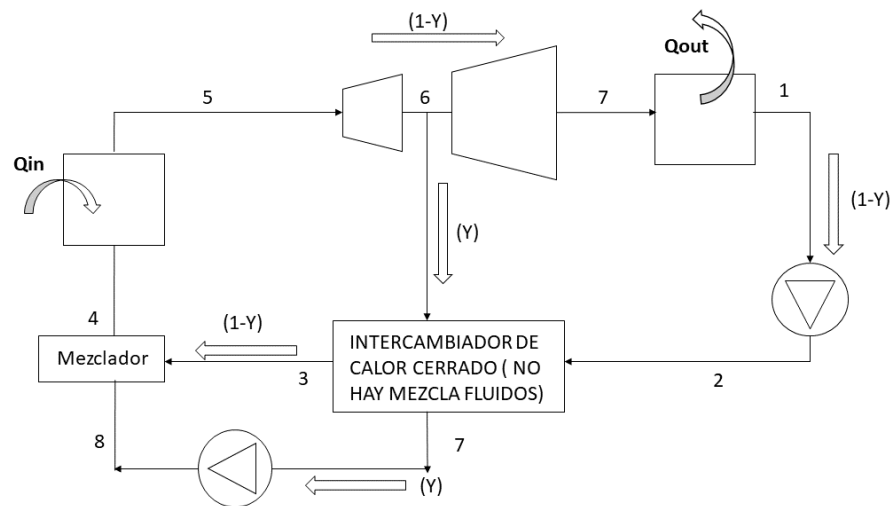
Quedando el siguiente balance de masa:

$$(m \cdot Y) \cdot h_6 + (m \cdot (1 - Y)) \cdot h_2 = m \cdot h_3 \quad (2.1.10)$$

$$(1/m) \cdot [(m \cdot Y) \cdot h_6 + (m \cdot (1 - Y)) \cdot h_2 - m \cdot h_3 = 0] \quad (2.1.11)$$

$$Y \cdot h_6 + (1 - Y) \cdot h_2 = h_3 \quad (2.1.12)$$

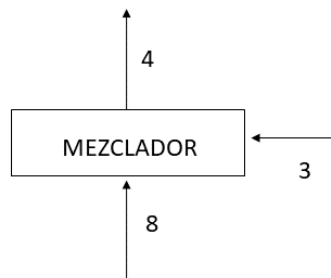
En cambio, cuando el intercambiador empleado es cerrado, el ciclo presenta el esquema representado en la Ilustración 20; donde a diferencia del anterior, no se produce la mezcla de fluidos en él.



**Ilustración 20. Ciclo Rankine con regeneración e intercambiador cerrado.**

El punto 2 debe representarse en el diagrama T-S por debajo del punto 3 al presentar un valor entálpico menor, y los puntos 3 y 7 deben operar a la misma temperatura por lo que se encuentran representados a la misma altura del diagrama.

Para conocer datos del fluido antes y después del intercambio de calor es necesario realizar un balance de masa como el mostrado en la Ilustración 22 cuando se opera con un intercambiador abierto; en este caso, los flujos que circulan tanto de manera vertical como horizontal se mantienen constantes a la entrada y a la salida del intercambiador. El flujo de salida en el punto 7 se mezcla con el flujo proveniente del punto 3 tal y como se representa en la Ilustración 21, para ello el primer flujo necesita ser bombeado hasta la presión de entrada a la caldera (punto 4).



**Ilustración 21. Mezclador de un Ciclo Rankine con regeneración e intercambiador cerrado.**

Por norma general, en este tipo de ciclos deben estudiarse dos balances independientes, uno en el intercambiador de calor, y otro en el mezclador. El balance energético existente en el mezclador es el siguiente:

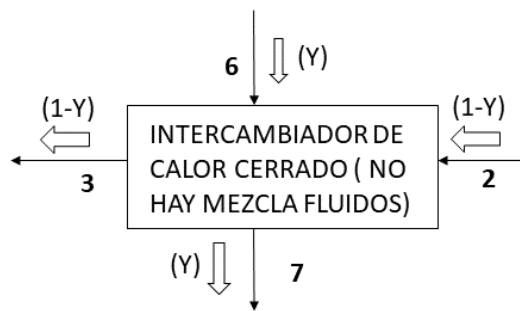
$$(m \cdot Y) \cdot h_8 + (m \cdot (1 - Y)) \cdot h_3 = m \cdot h_4 \quad (2.1.13)$$

Teniendo en cuenta los flujos presentes en el intercambiador (ver Ilustración 22), puede desarrollarse el siguiente balance:

$$(m \cdot Y) \cdot h_6 + (m \cdot (1 - Y)) \cdot h_2 = (m \cdot Y) \cdot h_7 + (m \cdot (1 - Y)) \cdot h_3 \quad (2.1.14)$$

$$(Y) \cdot h_6 + ((1 - Y)) \cdot h_2 - [(Y) \cdot h_7 + (1 - Y) \cdot h_3] = 0 \quad (2.1.15)$$

El valor obtenido para la variable Y a partir de los balances hace referencia a la fracción másica, e indica el porcentaje necesario de vapor que debe extraerse para que las temperaturas a la salida del intercambiador de ambos flujos sean las mismas.



**Ilustración 22. Intercambiador de calor cerrado.**

## 2.2 Combustión.

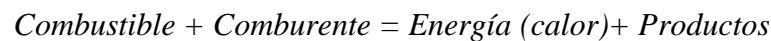
Se entiende por combustión la reacción química que tiene lugar cuando una sustancia oxidante se reduce (en este caso el oxígeno) y una sustancia reductora se oxida (el combustible de trabajo), como resultado a esta reacción se libera la energía almacenada en el combustible en forma de calor y aparecen los productos de la combustión.

Son necesarias cuatro circunstancias para que pueda darse este proceso químico:

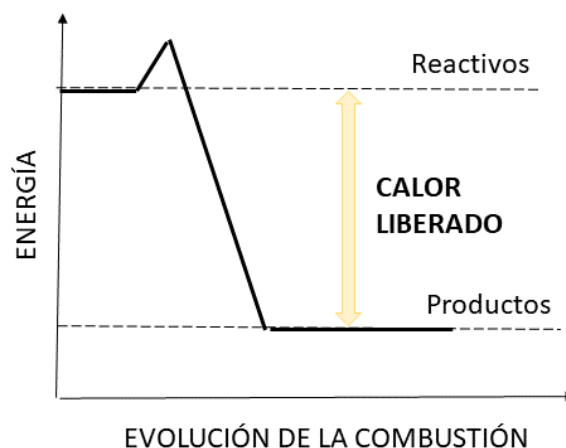
- La temperatura alcanzada debe ser la adecuada para que tenga lugar dicha reacción y se mantenga; si supera un determinado valor denominado “temperatura de inflamación” (temperatura a la que aparece una llama, o lo que es lo mismo, temperatura a la que empieza a arder la sustancia), no podría darse ya que el combustible no reaccionaría con el comburente.

- El oxígeno presente debe ser el suficiente para oxidar o reaccionar con el combustible.
- Debe haber una cantidad mínima de combustible.
- Es necesaria la presencia de una llama preexistente como indicador de la combustión; dicha llama hace saber que en el encendido del sistema participan por lo general otros elementos o incluso otros combustibles.

La reacción química llevada a cabo de manera simplificada puede representarse de la siguiente forma:



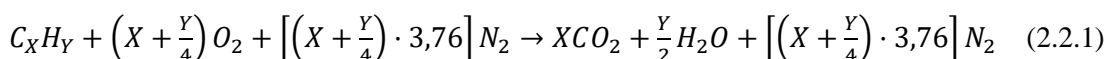
Donde en la parte de los reactivos se encuentran el combustible y comburente, y como productos se obtiene energía liberada en forma de calor producida con la evolución de la combustión (ver Ilustración 24) y otros elementos.



**Ilustración 23. Energía liberada en forma de calor en la combustión.**

La combustión es un proceso estequiométrico en el que los reactivos presentes en el combustible (carbono, hidrógeno, oxígeno y nitrógeno) se oxidan hasta generar los productos de la combustión, como se indica anteriormente. A partir de la reacción del carbono se obtiene dióxido de carbono, y a partir del hidrógeno se obtiene agua.

En la ecuación (2.2.1) se muestra la estequiometria de la reacción, donde X e Y hacen referencia a los coeficientes estequiométricos. El coeficiente 3,76 que aparece en el producto de estos coeficientes con el nitrógeno es el resultado del cociente entre el porcentaje de nitrógeno presente en el aire (79%) y el porcentaje de oxígeno (21%).



El combustible es la parte principal de dicha reacción ya que en función del combustible empleado tendrá lugar un proceso u otro; la composición del combustible determinara la energía liberada en el proceso.

Cuando se estudia la composición se debe tener en cuenta la base en la que se realiza el cálculo, es decir, si se debe tener en cuenta únicamente los componentes químicos o por el contrario se debe añadir la humedad y las cenizas presentes en él. Independientemente de la base de trabajo, se debe tener como suma total de todos los componentes igual a 1 o en su defecto a 100% si se expresa en porcentaje. Para poder pasar de base seca a base húmeda, y viceversa vale con aplicar la siguiente ecuación.

$$X_{humeda} = X_{seca} * \frac{100 - humedad}{100} \quad (2.2.2)$$

En la combustión se entiende que el combustible se mezcla con oxígeno para que se lleve a cabo la reacción, pero en la mayoría de los casos este compuesto con el que se mezcla el combustible no es puro sino que se encuentra mezclado con otras sustancias dando lugar a lo que se conoce como el comburente de la reacción; el más habitual y con el que se trabaja en el trabajo que se expone es el aire ambiente. Este comburente se encuentra formado por oxígeno, nitrógeno, argón, dióxido de carbono e hidrógeno pero por simplicidad se distribuye la composición de dicho aire en un 21% de O<sub>2</sub> y un 79% de N<sub>2</sub>.

La humedad no sólo está presente en el combustible, sino que también supone una parte de la composición del comburente; este hecho supone un aumento del calor específico y de la entalpía tanto del comburente como de los gases de escape una vez finalizada la combustión. El aumento de la entalpía en los gases de escape lleva consigo una mejor conductividad que los humos secos, siendo este hecho positivo en las calderas ya que si se consideran los gases de escape como el fluido de trabajo se observa la mejora de las propiedades a la hora de producirse el intercambio de calor

Para poder llevar a cabo la combustión se necesita una cierta temperatura, alcanzarla se ve dificultada por la humedad ya que aumenta el valor del calor específico del comburente haciendo que sea necesaria más energía térmica.

La energía liberada es considerada el producto principal llegando a tratarse en la mayoría de las reacciones del fin último; normalmente se libera energía en forma de calor aunque existan otros casos en los que se haga uso de la propia energía o del trabajo de expansión como pasa en los motores térmicos. Dicha energía tiene su origen en la energía química que se encuentra almacenada en las sustancias del propio combustible ya que para que estas llegaran a formarse ha sido necesario un cierto aporte de energía, o como se conoce técnicamente es necesaria una entalpía de formación.

Esta entalpía se refiere al cambio producido por la sustancia de un primer estado a un segundo, normalmente se hace referencia a la entalpía estándar de formación ya que para el estado de partida se toman las llamadas condiciones estándar, estas son 1 atm de presión, y 25°C de temperatura; se trata del calor que se necesita aportar para formar cierta cantidad de sustancia a partir de un estado de agregación inicial, puede tener carácter negativo si se desprende o positivo si es necesaria su aportación.

Como se ha visto en este apartado, el combustible se encuentra formado por varios compuestos y cada uno de ellos presenta un calor de combustión diferente, estos calores se encuentran ponderados de forma proporcional a la unidad de masa lo que; la suma de todos estos calores se denomina poder calorífico y depende por completo de la composición elemental de cada combustible, pudiendo diferenciar entre Poder Calorífico Superior (PCS) y Poder Calorífico Inferior (PCI).

Se entiende por Poder Calorífico Superior el semejante al calor de combustión superior, siendo este calor el desprendido por un kilogramo de combustible. En cambio, cuando se hace referencia al Poder Calorífico Inferior, se está hablando del calor desprendido al producirse la combustión de un kilogramo de combustible en la que el agua de este es liberada en forma de vapor. En consonancia con esto, siempre será mayor el PCS, siendo mayor la diferencia cuanto mayor es la presencia de humedad en el combustible.

Es importante conocer el valor de la temperatura de llama adiabática del combustible con el que se trabaje ya que esta indica la temperatura máxima que se puede alcanzar en la combustión sin que se produzca transferencia de calor.

### 2.2.1. Tipos de combustión.

Se pueden dar distintos procesos de combustión en función de parámetros como es el comburente, la temperatura, el tiempo de residencia del combustible o la cantidad de aire introducido (exceso de aire en la caldera).

#### ➤ GRADO DE OXIDACIÓN.

Como se explicaba al principio del apartado 2, la combustión es simplemente una reacción química entre varios compuestos, por este motivo se deben conocer varios términos químicos para entender el proceso.

El grado de oxidación se define como “un número entero con el que se indica la cantidad de electrones que un átomo cede o recibe cuando se forma el compuesto de trabajo, el grado de oxidación será positivo si el átomo pierde electrones, y negativo cuando los gane o los comparte con un átomo cuya tendencia sea cederlos.” Por lo general se relaciona el grado de oxidación con el carbono; cuando el elemento es oxidado usando su mayor valencia logra alcanzar el grado de oxidación más alto, o lo que es lo mismo, reacciona con una cantidad de oxígeno mayor.

En el caso de la combustión del carbón se pueden distinguir dos tipos:

- Combustión incompleta: en este caso el combustible no llega a combinarse con la mayor cantidad de oxígeno permitido por su número de valencia; este hecho puede darse por la oxidación a una especie intermedia en vez de a la final como le ocurre al carbono cuando se oxida a monóxido de carbono (CO), o bien porque exista combustible que no haya llegado a reaccionar.  
Este tipo de combustión se ve favorecida en atmósferas en las que existe poca presencia de oxígeno ya que los átomos de combustible tienen dificultades para llegar a oxidarse por completo, como solución a este problema se plantea la posibilidad de introducir un exceso de oxígeno para favorecer la combustión.
- Combustión completa: en este tipo de combustión el combustible alcanza su máximo grado de oxidación, es decir, logra oxidarse por completo.



## ➤ CANTIDAD DE OXÍGENO PRESENTE EN LA COMBUSTIÓN.

Por lo general los procesos de combustión cuentan con un exceso de aire que ha sido introducido en la cámara para asegurar que las moléculas de combustible estén rodeadas por suficiente aire de combustión; en función de la cantidad de oxígeno se dará un tipo determinado de combustión.

- Pobre o reductora: en estos casos la combustión es incompleta al ser el nivel de oxígeno menor al necesario, a la mezcla de aire y combustible se la denomina “mezcla rica en combustible” o simplemente “mezcla rica”.
- Estequiométrica: la cantidad de oxígeno en la mezcla es exactamente la necesaria llegando a oxidarse totalmente el combustible.
- En exceso u oxidante: se trata de combustiones en las que hay más cantidad que la necesaria de oxígeno favoreciendo la combustión completa ya que es más fácil para las moléculas de combustible encontrar oxígeno con el que reaccionan, a este tipo de reacción se la denomina “mezcla pobre”.

## ➤ VELOCIDAD DE PROPAGACIÓN DEL FRENTE DE LLAMA.

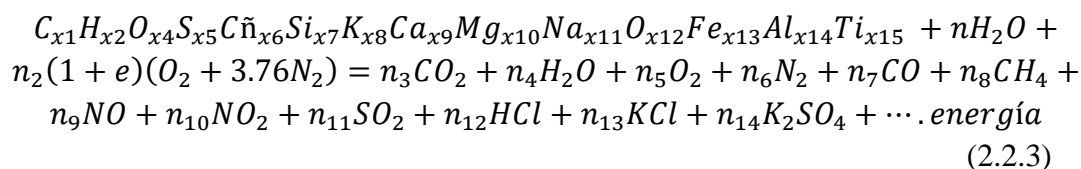
En combustiones se define llama como “el medio gaseoso en el que se llevan a cabo las reacciones, siendo este el lugar donde el comburente y el combustible se encuentran para reaccionar”; se denomina frente de llama a “la zona en la que el gas quemado y el gas sin quemar se encuentran separados, dándose lugar únicamente las reacciones de oxidación principales”. El frente de llama se mueve a distintas velocidades en función de las condiciones de combustión a las que se encuentre, pudiéndose distinguir tres tipos.

- Detonación: en estos casos se alcanzan valores similares a los que aparecen en las explosiones ya que la velocidad a la que se propaga el frente de llama es mayor que la del sonido en el medio en el que tiene lugar la combustión.
- Oxidación lenta: en este tipo de combustiones no llega a observarse la luminosidad de la llama al darse la liberación de calor a una velocidad muy lenta.
- Deflagración: la velocidad de propagación del frente de llama es menor que la velocidad del sonido en el medio en el que se produce la combustión.

### 2.2.2. Combustión de la biomasa.

Como se explica en el inicio del apartado, al hablar de combustión se hace referencia a un fenómeno complejo en el que se da un acoplamiento simultáneo de transferencia de masa y calor mediante una reacción química y un flujo del fluido de trabajo.

Tras varios estudios, se ha llegado a concluir que los materiales de biomasa dan lugar a diferentes combustiones en función de la composición elemental de cada uno. Esta combustión se puede explicar cómo una serie de reacciones químicas en las que, el carbono se oxida a dióxido de carbono y el hidrógeno a agua; aunque al tratarse de biomasa no se puede pensar en una reacción tan simple ya que entran en juego muchos elementos distintos llegando a obtener la siguiente forma:



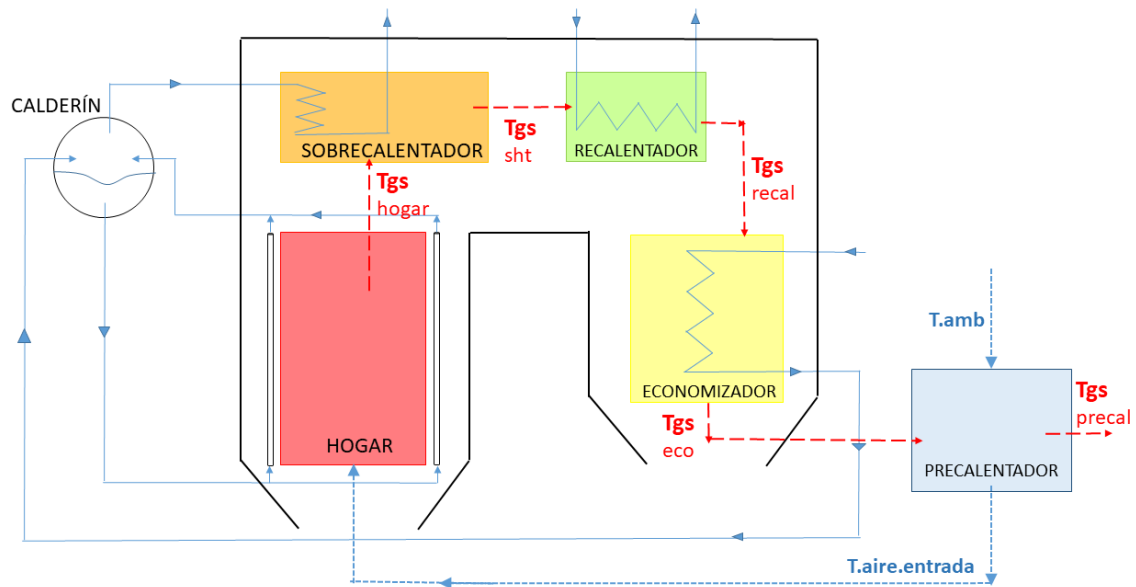
Aún con todos los términos planteados en la ecuación (2.2.3), la reacción se podría decir que está incompleta ya que hay más elementos que hacen referencia a los constituyentes inorgánicos; estos son los principales causantes de los problemas de ensuciamiento y escorificación (proceso de formación de escorias/desechos) en la combustión de la biomasa.

En el reactivo diferenciamos varios compuestos, el primero es el combustible. El segundo expresa la humedad presente en él, si este término es muy grande supondrá la reacción del combustible de manera no espontánea. Y finalmente, el tercer compuesto hace referencia al aire representado por la mezcla simple explicada anteriormente (oxígeno más nitrógeno en relación de volumen 21-79%).

En el lado de los productos se aprecian en primera estancia los componentes principales, y a continuación, otros componentes que se producen durante la combustión como los óxidos de nitrógeno y azufre, monóxido de carbono, hidrocarburos HC, y especies inorgánicas como carbonatos, silicatos cloruros alcalinos y sulfatos.

### 2.3 Caldera.

En la Ilustración 24 se muestra un esquema general de todas las partes que conforman una caldera de grandes dimensiones como la estudiada en el trabajo de fin de grado expuesto, y los distintos flujos que se dan en su interior.



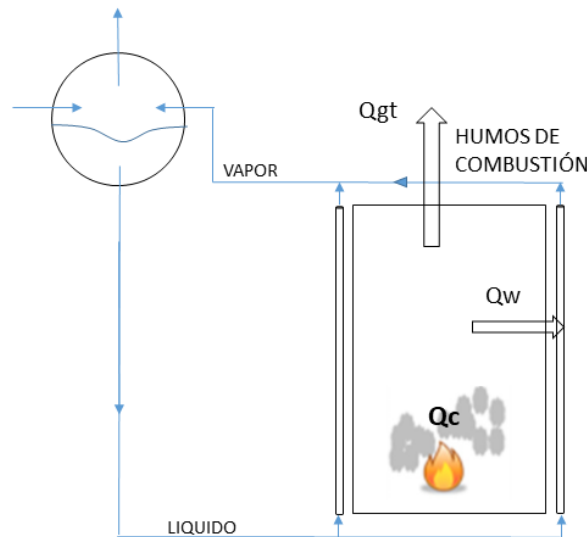
**Ilustración 24. Esquema caldera.**

El proceso de combustión se inicia en el comúnmente llamado hogar de la caldera; este elemento se encuentra rodeado de tubos que consiguen reducir la temperatura de los gases generados (humos), y por lo tanto disminuir el mantenimiento de las paredes del hogar. Se encuentran lo menos separados posibles para lograr la máxima absorción de calor, circulando por ellos el fluido de trabajo (en este caso, agua).

Al hogar llega aire a una temperatura inicial que junto a la llama y al combustible empleado dan lugar a la combustión, en ese momento la temperatura del hogar empieza a aumentar y se produce la transferencia de parte de este calor a los tubos contiguos por medio de conducción y convección con cambio de fase. Se debe tener en cuenta la transferencia de calor del lado de los humos, esta se produce en gran parte por radiación y de manera más ligera por convección.

El agua circulante por los tubos incrementa su temperatura hasta llegar a evaporarse y se incorpora al calderín; en esta primera etapa del proceso se transforma el líquido saturado en vapor saturado.

Parte de los humos generados ascienden debido a su baja densidad con un aporte calórico distinto al transferido a los tubos, saliendo a una temperatura elevada en dirección al siguiente elemento importante, el sobrecalentador donde se va a incrementar la temperatura para obtener vapor.



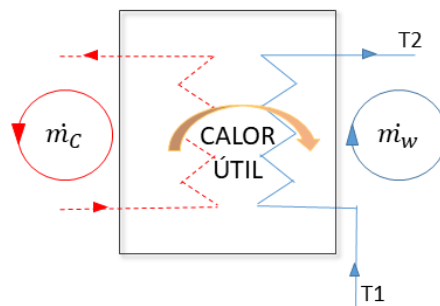
**Ilustración 25. Hogar de la caldera.**

El sobrecalentador es un intercambiador de calor compuesto de dos circuitos como se muestra en la Ilustración 26. Por un lado se encuentra el circuito de vapor formado por una serie de tubos a los cuales llega el vapor presente en el calderín; y por otro, el circuito de los gases normalmente a contracorriente del circuito de vapor constituidos por una chapa y distintos perfiles en forma de láminas.

El vapor generado en el hogar llega a una cierta temperatura y calienta el vapor presente en los conductos hasta sobrepasar la temperatura de saturación de este, llegándose a conseguir vapor sobrecalentado a altas temperaturas.

Los gases, que salen del sobrecalentador a una temperatura inferior a la de su entrada se expanden por medio de una turbina. Por este motivo es necesario que los gases pasen a un tercer elemento denominado recalentador cuya función es volver a elevar la temperatura de dichos gases para incrementar el rendimiento obtenido en la planta.

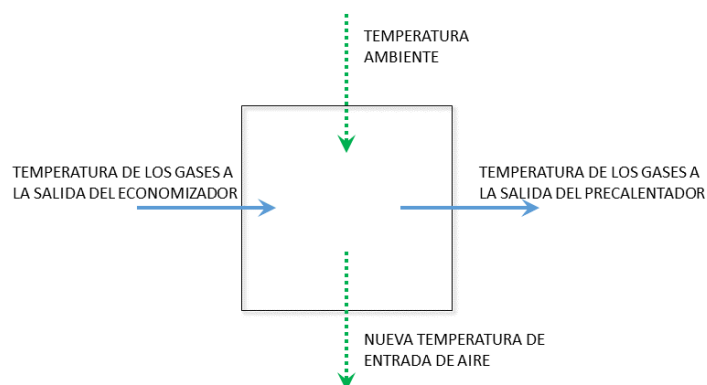
La principal diferencia entre los dos intercambiadores descritos es que el sobrecalentador toma el vapor del calderín, y el recalentador lo obtiene del vapor empleado en la turbina de alta presión a baja presión.



**Ilustración 26. Intercambiador de calor.**

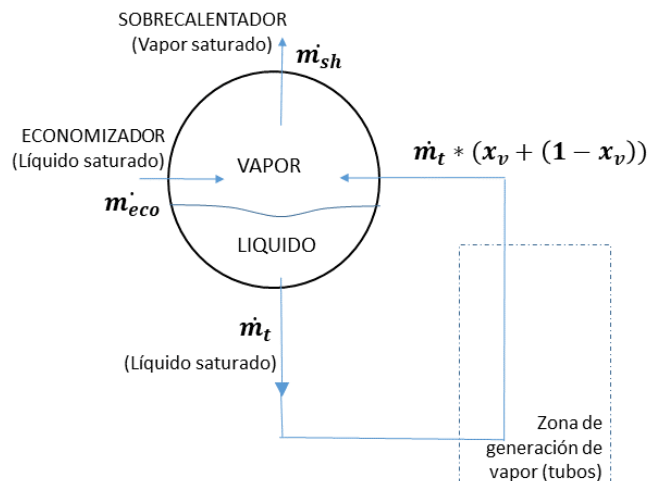
Como última etapa de cesión de calor, los gases de salida del recalentador pasan al economizador. Este sirve únicamente como captador del poco calor presente en los gases que llegan a temperaturas principalmente bajas transformando el agua líquida en agua líquida saturada.

Finalmente los gases son reconducidos al precalentador, donde por medio de un balance de energía se calienta el nuevo flujo de aire que será el que entre de nuevo al hogar de la caldera; teniendo un ciclo cerrado entre la entrada de aire al hogar y la salida del precalentador.



**Ilustración 27. Balance en el precalentador.**

La separación del agua y el vapor se lleva a cabo en un gran recipiente cilíndrico denominado calderín, cuya función principal es la de separar el vapor saturado de la mezcla vapor-agua que se genera en los tubos vaporizadores ubicados junto al hogar. El agua que se separa del vapor y la de alimentación es mezclada y recirculada hasta el inferior de dichos tubos, y el vapor saturado que sale del calderín por diferentes tubos se dirige hacia zonas de sobrecalentamiento.



**Ilustración 28. Calderín de la caldera.**

La importancia de esta separación de vapor y agua está relacionada con los siguientes puntos:

- Se busca minimizar el arrastre de vapor en el agua que sale del calderín ya que la presencia de vapor provocaría la reducción de la diferencia entre las densidades que se origina en la circulación.
- Evitar la presencia de gotas en el sobrecalentador por arrastre desde el calderín ya que generaría danos térmicos en él.
- En consonancia con el punto anterior, se busca evitar el arrastre de partículas sólidas presentes en el vapor hacia la turbina y el sobrecalentador, ya que se formarían incrustaciones.

Para diseñar el calderín es importante tener en cuenta un valor de flujo a partir del cual los tubos pueden sufrir “dryout”, es decir, pueden secarse y dar lugar a problemas en el funcionamiento de la caldera. Este valor se denomina flujo crítico y marca el límite a partir del cual se generaran problemas, este flujo crítico debe ser mayor que el flujo de calor absorbido por los tubos en el hogar.

### 3. MÉTODO DE RESOLUCIÓN

En el trabajo presentado se realiza la simulación de una caldera de grandes dimensiones como puede ser el reactor de una central de generación de vapor. Con dicha simulación se pretende comparar los resultados obtenidos mediante distintos combustibles haciendo uso de un proceso iterativo como se explica en el inicio del trabajo.

Se parte de unos datos operacionales iniciales como son: la temperatura ambiente supuesta como 25°C, una primera temperatura de 189°C del aire que es introducido en el hogar de la caldera para que se lleve a cabo la combustión, el gasto másico de vapor presente en el circuito de 114,7 kg/s, la presión a la que se encuentra dicho vapor de 160 bar, un título de vapor de 0,15 que representa el porcentaje en masa de vapor presente en la mezcla de líquido-vapor, y el exceso de aire necesario en el hogar de 0,4.

#### DATOS OPERACIONALES DE PARTIDA

Temperatura ambiente [°C]	25
Temperatura del aire a la entrada del hogar[°C]	189
Gasto másico de vapor [kg/s]	114,7
Presión de trabajo [bar]	160
Título de vapor	0,15
Exceso de aire en el hogar	0,4

**Tabla 7. Datos de operación iniciales.**

Para el diseño de la caldera se parte de: la conductividad del material que se va emplear, es decir, la capacidad que posee el material de transferir calor por medio de conducción (por contacto directo con otro cuerpo y sin intercambio de materia), en este caso acero, con una conductividad de 0,041 kW/m·k. El diámetro interno de los tubos circundantes al hogar es de 0,041 m con un espesor de 0,005m; a través de los tubos también existe transferencia de calor, en estos casos se realiza por medio de radiación térmica debido a su propia temperatura, la proporción de radiación emitida se denomina emisividad y en este caso toma el valor de 0,85.

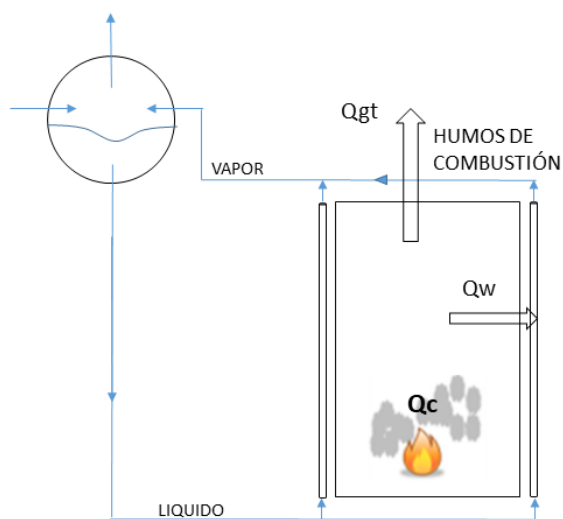
El vapor presente en los tubos se encuentra en movimiento, en el caso estudiado lo hace a una velocidad constante de 2,5 m/s, encontrándose los tubos separados a una distancia de 0,092; se conoce como pitch a la distancia que existe entre el centro de un tubo y el siguiente.

## DATOS OPERACIONALES DE LOS TUBOS

Material empleado	Acero al carbono
Conductividad térmica [kW/m*K]	0,041
Espesor [m]	0,005
Diámetro interno [m]	0,041
Emisividad	0,085
Velocidad media del flujo [m/s]	2,5
Pitch	0,092

**Tabla 8. Datos referidos a los tubos de la caldera.**

Los datos expuestos hasta el momento se mantendrán constantes a lo largo de la simulación, siendo los datos de entrada que sufrirán cambios los correspondientes al análisis elemental de cada combustible (ver Tabla 1).



**Ilustración 25. Hogar de la caldera.**

Tras la combustión se generan los gases que responsables de recorrer la caldera con la finalidad de ceder calor al segundo flujo de trabajo presente en los demás elementos que constituyen dicha caldera; dicho valor de los gases en un principio se desconoce por lo tanto se asumirá un dato de entrada para poder iniciar la simulación.



Como se ha comentado, se asume un primer valor del calor total de los gases denominado “Qgt” de 100 kW/m<sup>2</sup> y un gasto másico de combustible de 1 kg/s; a partir de esta base de cálculo se realiza el cálculo estequiométrico de cada combustible a partir de los pesos moleculares de cada elemento (ver anexo). La finalidad de dicha función es obtener un valor de las presiones parciales de cada componente a partir del número de moles de cada elemento químico que constituya el combustible, teniendo en cuenta que la suma de todos ellos debe dar 1 (el 100%) ya que la presión parcial hace referencia a la presión que tendría dicho compuesto en la mezcla si se eliminaran todos los demás componentes.

Con el método iterativo usado en este trabajo se busca conseguir tres datos a partir de los cuales puedan obtenerse los resultados que se compararán más adelante en el apartado 4 de resultados. Estos datos son el calor desprendido por los gases en el hogar hacia los tubos (Qgt), la temperatura inicial de dichos gases y la temperatura a la salida de la zona de combustión imponiendo que la diferencia entre ambas temperaturas no sea mayor de 50°C, y el calor útil generado en la caldera (Qw).

Tal y como se explica más adelante, es necesario hacer una primer aproximación de dichas temperaturas (ver ecuación 3.1) ya que son datos necesarios para continuar con el cálculo

$$t_{gases} = \frac{t_{llama} + t_{aire entrada}}{2} \quad (3.1)$$

A continuación se procede a calcular las emisividades tanto de los gases que recorren la caldera como del combustible de trabajo a partir de un estudio conocido como Modelo de Longitud de Campo; para llevar a cabo dicho cálculo existen dos métodos: el Modelo de Hottel, el cual se basa en una resolución gráfica, y el Modelo de Leckner fundamentado en una resolución estadística. Este último modelo será el que se utilice en el trabajo expuesto para llevar a cabo la simulación.

El valor de la emisividad total tanto de los gases como del combustible depende de la geometría del hogar con la que se trabaje. Para calcular estos valores hace falta definir una longitud característica que variará como se ha comentado antes de la forma geométrica; el valor correspondiente a dicha longitud se encuentra tabulado aunque también se puede emplear una fórmula general para calcularlo como se muestra en la *ecuación 3* donde se asume el área total como la suma de todos los lados del hogar incluyendo la tapa. En este proyecto se utiliza un hogar de estructura cúbica.

$$L_{carac} = 3,5 * \frac{Volumen_{total}}{Area_{total}} \quad (3.2)$$

Para calcular las emisividades tanto del agua (H<sub>2</sub>O) como del dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), Leckner utiliza las presiones parciales calculadas anteriormente mediante la función de bituminoso y de las ecuaciones (3.4) y (3.5) donde nCO<sub>2</sub> y nH<sub>2</sub>O hacen referencia a las fracciones molares de dichos compuestos, es decir, la proporción de moles de dicho soluto frente a los moles totales de la solución.

$$P_{parcial_{CO_2}} = Presion_{gases} * \frac{n_{CO_2}}{nT} \quad (3.4)$$

$$P_{parcial_{H_2O}} = Presion_{gases} * \frac{n_{H_2O}}{nT} \quad (3.5)$$

Como último término a tener en cuenta para el cálculo de la emisividad de los gases se encuentra el solapamiento de bandas; se trata de un factor correctivo asociado a la absorción de bandas y se calcula a partir de la ecuación (3.6).

$$\Delta\varepsilon = \left( \frac{\delta}{10.7+101\delta} - 0.0089\delta^{10.4} \right) * \left( \log_{10} \frac{(p_{H_2O}+p_{CO_2})L}{p_a L} \right)^{2.76} \quad (3.6)$$

Calculándose el vapor de  $\delta$  empleado en la fórmula anterior mediante la ecuación (3.7).

$$\delta = \frac{p_{H_2O}}{p_{H_2O}+p_{CO_2}} \quad (3.7)$$

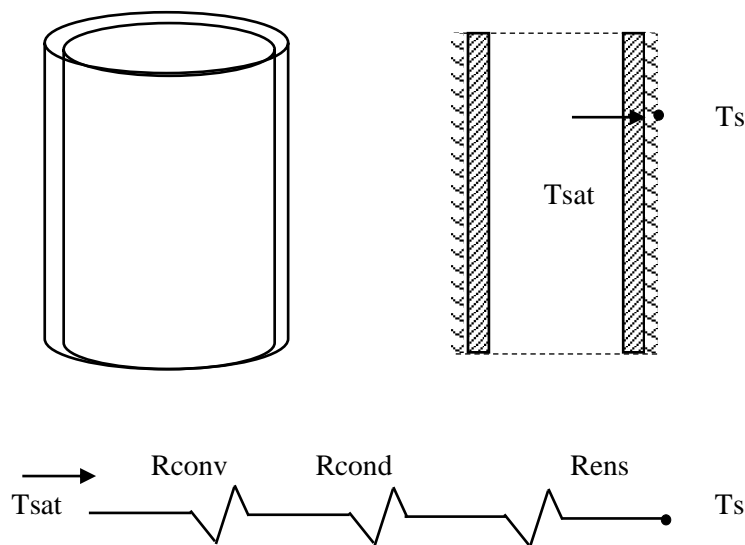
Para conocer el valor de la emisividad de los gases, El Modelo estadístico de Leckner plantea su cálculo como la suma de las emisividades emitidas por el dióxido de carbono y el agua, quitándole la producida por el solapamiento:

$$Emisividad_{total_{gases}} = emisividad_{H_2O} + emisividad_{CO_2} - \Delta\varepsilon \quad (3.8)$$

Una vez calculada la emisividad total de los gases, se puede conocer cuál es la emisividad del combustible empleado teniendo en cuenta la posible existencia de cenizas y hollín (sustancia muy fina de color semejante al negro que queda adherida a las paredes del recinto donde se produce la combustión), ya que de estar presentes también tendría que tenerse en cuenta dichas emisividades. En el caso estudiado sólo habrá que considerar la Emisividad que supone la presencia de ceniza en el combustible estimada con un valor de 0,22.

$$Emisividad_{total\ combustible} = emisividad_{total\ gases} + emisividad_{ceniza} - (emisividad_{total\ gases} * emisividad_{ceniza}) \quad (3.9)$$

Tras aplicar el Modelo de Leckner, se calculan las distintas resistencias presentes en la transferencia de calor de la caldera. Aparece una resistencia de convección a través del diámetro interno de los tubos, una resistencia de conducción a través de la pared de ellos y finalmente una resistencia de ensuciamiento.



Para calcular la **resistencia de convección** se hace uso de los factores correctivos de Kandlikar.

Lo primero que debe conocerse es el tipo de región en la que se está trabajando, para ello se calcula un primer factor correctivo de Kandlikar tal y como se muestra en la *ecuación (3.10)* donde  $x_{vapor}$  hace referencia al título de vapor. Cuando  $C_0$  es menor que 0.65 se trata de una región convectiva, en cambio, cuando es mayor de 0.65 se da una región nucleada como sucede en el caso de estudio formándose las burbujas de “ebullición” sobre determinados núcleos como pueden ser ciertas partículas sólidas.

Es necesario conocer el valor de dos números adimensionales utilizados normalmente para caracterizar el movimiento de un fluido; el primero de ellos es el Número de Reynolds e indica si el flujo sigue un modelo turbulento o laminar, y el segundo es el Número de Prandtl el cual es proporcional al cociente entre la viscosidad del fluido y la difusividad térmica de este, siendo la difusividad un término que indica la velocidad de cambio de temperaturas en un material hasta que se logra alcanzar un equilibrio térmico.

Haciendo uso ambos números adimensionales se puede conocer el coeficiente convectivo para calcular la resistencia.

$$C_0 = \left( \frac{1-x_{vapor}}{x_{vapor}} \right)^{0.8} \left( \frac{\rho_{gas}}{\rho_{liquido}} \right)^{0.5} \quad (3.10)$$

$$Re = \frac{(v_{media} * \rho_{liquido}) * Di * (1-Xv)}{\mu l} \quad (3.11)$$

$$Pr = \mu l \frac{C_{pl}}{k_l} \quad (3.12)$$

El coeficiente convectivo se calcula siguiendo la *ecuación (3.13)* en la que aparecen las constantes de la correlación de Kandilkar y cuyo valor son los siguientes:

$$C1 = 0.6683$$

$$C2 = -0.2$$

$$C3 = 1058$$

$$C4 = 0.7$$

$C5 = 0$ ; puede valer 0,3 o 0 en caso de tubos verticales, en la caldera simulada los tubos empleados son verticales, por ello se considera nulo la quinta constante.

$$hTP = hl [C1 * C0^{C2} * \left( 25 * \frac{(v_{media} * \rho_{liquido})^2}{\rho_{liquido}^2 * g * D_{interno}} \right)^{C5} + C3 * B0^{C4}] \quad (3.13)$$

Una vez se conoce el coeficiente convectivo, se puede calcular la resistencia de convección.

$$R_{conv} = \frac{1}{hTP * At} \quad (3.14)$$

Para calcular la **resistencia de conducción** se emplea la siguiente ecuación donde aparece el término de conducción del material empleado denominado por  $kt$ , y, la longitud y el número de tubos que rodean al hogar de la caldera:

$$R_{cond} = \frac{\ln\left(\frac{2 * espesor + Di}{Di}\right)}{2 * \pi * kt * long.t * num.t} \quad (3.15)$$

Finalmente para el cálculo de la **resistencia de ensuciamiento** se debe tener en cuenta el factor de ensuciamiento cuyo valor es 0.00043 [m<sup>2</sup>\*K/W]:

$$R_{ens} = \frac{rs}{At} \quad (3.16)$$

En relación con las resistencias calculadas aparece el concepto de transmitancia, este hace referencia a la cantidad de energía que pasa por un cuerpo en la unidad de tiempo de estudio y se calcula a partir de la *ecuación (3.17)*.

$$UA = \frac{1}{R_{cond} + R_{conv}} \quad (3.17)$$

La temperatura superficial a la que se encuentren los tubos es un dato importante a la hora de calcular la resistencia total de transmisión de calor ya que variará en función de dicha temperatura. Para poder calcularla se debe tener en cuenta el calor que aportan los gases de la combustión, la transmitancia calculada, y la temperatura que se alcanza cuando llega a saturarse el flujo líquido que circula por ellos.

$$T_{sup.tubos} = \left( Q_{gt} * \frac{10^3}{UA} \right) + T_{sat} \quad (3.18)$$

Tras haber calculado todos los parámetros anteriores, y haciendo uso de un factor corrector (k) y un factor correctivo de volumen (Cc) como los que se muestran en la *ecuación (3.19)* y la *ecuación (3.20)*, se puede calcular la resistencia de transmisión de calor.

$$k = \frac{T_{sup.tubos}}{T_{gases}} \quad (3.19)$$

$$Cc = \frac{A_{lateral}}{(2 * (lado.base^2)) + (4 * lado.base * longitud.tubos)} \quad (3.20)$$

$$R_{tcr} = \left[ \frac{\frac{1-k^3}{1-k^4}}{\frac{1}{A_{lateral}} * \left[ \frac{1}{emisividad.ef} + Cc * \left( \frac{1}{emisividad.fuel} - 1 \right) \right]} \right]^{-1} \quad (3.21)$$

El objetivo final tanto del código ejecutado en Matlab, como del presente trabajo es conocer cuánto calor se consigue aprovechar en la caldera a partir de cada combustible y así poder conocer el rendimiento obtenido. Para conocer dicho valor es necesario implementar el Modelo de Mezcla Completa que se rige por una serie de pasos que repiten lo explicado hasta el momento en este apartado.

- 1) Se realiza una aproximación suponiendo que no existe convección en el lado los humos siendo la temperatura de generación de los gases la misma que la de salida de estos.

$$T_{gs} = T_g \quad (3.22)$$

El calor de los gases dependerá del gasto másico de estos, su calor específico ( $C_p$ ) y la diferencia de temperaturas que sufra; siendo este calor el mismo que el resultado de la diferencia entre el calor generado en la combustión ( $Q_c$ ) y el realmente utilizado (Calor útil,  $Q_w$ ).

$$Q_g = \dot{m}_g * C_{p_g} * (T_{gases} - T_{ambiente}) = Q_c - Q_w \quad (3.23)$$

$$Q_c = \dot{m}_g * C_{p_g} * (T_{llama} - T_{ambiente}) \quad (3.24)$$

La eficiencia de la caldera en este caso se define como el calor que se ha obtenido (calor útil) frente al calor que me cuesta conseguirlo (calor de la combustión).

$$\eta_{combustion} = \frac{Q_w}{Q_c} = \frac{Q_c - Q_g}{Q_c} = 1 - \frac{T_{gases} - T_{ambiente}}{T_{llama} - T_{ambiente}} \quad (3.25)$$

El caso planteado en el que no se da convección sólo se tiene en cuenta en la primera iteración de la simulación, a partir de la segunda se da el caso explicado a continuación en el punto dos.

- 2) Se trata de un estudio real, es decir, el supuesto en el punto anterior sería un caso ideal ya que sí que existe convección en el caso de los humos siendo por tanto la temperatura alcanzada por los gases en la combustión diferente a la temperatura de dichos gases a su salida.

En este el calor útil será igual a la suma de los calores obtenidos a partir de la transferencia de calor debida a la convección y a la radiación de los humos.

$$Q_w = Q_{radiacion} + Q_{convección} \quad (3.26)$$

$$Q_{convección} = \frac{T_{gases} - T_{superficial\ tubos}}{R_{convección}} = \frac{h_g * Area_{total} * (T_{gases} - T_{tubos\ superficial}) * (T_{gases}^4 - T_{superficial\ tubos}^4) * \sigma}{\sigma * (T_{gases}^4 - T_{superficial\ tubos}^4)} \quad (3.27)$$

$$Q_w = \sigma * (T_{gases}^4 - T_{superficial\ tubos}^4) * \left( \frac{1}{R_{convección}} + \frac{1}{R_{radiación}} \right) \quad (3.28)$$

$$siendo \left( \frac{1}{R_{convección}} + \frac{1}{R_{radiación}} \right) = \left( \frac{1}{\frac{1}{Area_{lateral}} * \left( \frac{1}{emisividad_{ef}} + C * \left( \frac{1}{emisividad_{gases}} - 1 \right) \right)} + \frac{h_{gases} * Area_{total}}{4 * \sigma * \left( \frac{T_{gases} + T_{superficial\ tubos}}{2} \right)^3} \right)^{-1} \quad (3.29)$$

$$Temperatura_{llama}^4 * \left( 1 + \frac{T_{gases\ salida} - T_{gases}}{T_{llama}} - \frac{Q_w (Temperatura_{llama}^4 - Temperatura_{ambiente}^4)}{T_{llama} * Q_c} \right) = \frac{R_{tcr} * Q_w}{\sigma} + T_{superficial\ tubos}^4 \quad (3.30)$$

Al tratarse de un gas real, se debe añadir un factor correctivo que modifica la ecuación anterior.

$$k = \frac{T_{superficial\ tubos}}{T_{gases}} \quad (3.31)$$

$$\frac{R_{tcr} * Q_w}{\sigma} + T_{superficial_{tubos}}^4 = T_{llama}^4 * \left( 1 + \frac{\Delta T_{gases}}{T_{llama}} - \frac{Q_w(T_{llama} - T_{ambiente})}{Q_c * T_{llama}} \right)^4 \quad (3.32)$$

Tras conocer la resistencia de transmisión de calor, se adimensionaliza la ecuación (3.32) del problema definiendo una variable adimensional para cada término de esta para conocer el valor del Calor útil cedido al agua.

- Densidad de calentamiento reducida.

$$D' = \frac{R_{tcr} * Q_c}{\sigma * T_{llama}^3 * (T_{llama} - T_{entrada})} \quad (3.33)$$

- Diferencia fraccional de temperatura en los tubos:

$$\tau = \frac{T_{sup.tubos}}{T_{llama}} \quad (3.34)$$

- Diferencia fraccional de la caída de temperatura de los gases a la salida; este valor tendremos que sacarlos de manera empírica ya que se obtiene a partir de la eficiencia reducida ( $Q'$ ) la cual es desconocida.

$$\Delta' = \left( 1 - \frac{1}{d} \right) * Q' \quad (3.35)$$

$$siendo d = \frac{4}{3}$$

Una vez sacados estos parámetros se impone la igualdad planteada en la *ecuación 36* a partir de la cual se consigue el valor de la eficiencia reducida.

$$\tau^4 + (D' * Q') = (1 + \Delta' + Q')^4 \quad (3.36)$$

$$\tau^4 + (D' * Q') = \left( 1 + \left( 1 - \frac{1}{d} \right) * Q' + Q' \right)^4 \quad (3.37)$$

$$\tau^4 + (D' * Q') = \left( 1 - \frac{Q'}{d} \right)^4 \quad (3.38)$$



Tras realizar la adimensionalización se puede obtener un primer valor para el calor útil a partir de la ecuación de la eficiencia reducida:

$$Q' = \frac{Q_w}{Q_c} * \frac{(T.llama - T.aire.entrada)}{T.llama} \quad (3.39)$$

$$Q_w = \frac{Q' * Q_c * T.llama}{T.llama - T.aire.entrada} \quad (3.40)$$

## 4. RESULTADOS

Tras haber realizado la simulación numérica con cada combustible y haber obtenido unos resultados, se estudia la comparativa entre cada uno de los seis combustibles en función de tres parámetros diferentes.

En el primer apartado se puede observar como en consecuencia del Poder Calorífico Superior de cada uno se han obtenido datos finales distintos. En el apartado que le sigue se aprecia como dista la eficiencia obtenida en cada uno de los seis casos en función del porcentaje de humedad presente en la composición de cada combustible. Para finalizar, en el tercer y último apartado se parte del conocimiento del rendimiento obtenido en cada uno y se plantea cómo de grande debería ser la caldera para lograr dicho valor y el gasto másico necesario de cada comburente. La variación de estos resultados se ajusta a la teoría estudiada.

En la Tabla 5 presente en este apartado se recogen los resultados obtenidos tras la simulación a partir de los datos de cada uno de los combustibles.

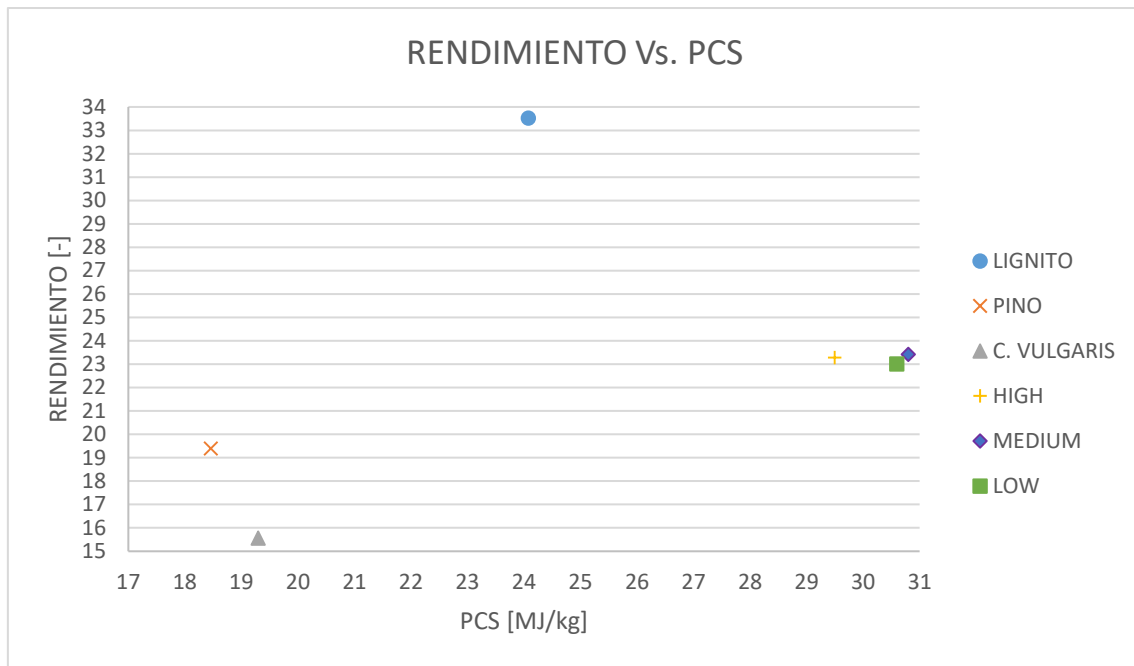
	Rendimiento [-]	Gasto másico de combustible [kg/s]	Relación aire- combustible	Calor generado (Qw) [MW]
Pino	19.4	32.5117	8.1756	106.7967
Microalga	15.57	38.62	8.9284	106.7970
Lignito	33.53	13.9725	9.6688	106.7967
Carbón con contenido en volátiles alto	23.29	16.1851	13.4126	106.7963
Carbón con contenido en volátiles medio	23.42	15.3376	14.0315	106.7967
Carbón con contenido en volátiles bajo	23.01	15.6364	13.9754	106.7964

	Temperatura adiabática de llama [K]	Área total [m <sup>2</sup> ]	Longitud de los tubos [m]
Pino	1735.3	1073.8	16.922
Microalgas	1696.5	1074.1	16.9272
Lignito	1936	1070.4	16.868
Carbón con contenido en volátiles alto	1818.4	1072.5	16.9
Carbón con contenido en volátiles medio	1826.5	1072.4	16.9
Carbón con contenido en volátiles bajo	1829.5	1071	16.878

**Tabla 5. Resultados de la simulación.**

#### **4.1. Comparativa de resultados en función del Poder Calorífico Superior.**

En la Figura 1 se presenta el rendimiento obtenido por cada uno de los combustibles estudiados frente a su Poder Calorífico Superior (PCS). Como se explica en los primeros apartados de este trabajo de fin de grado, el PCS hace referencia a la suma de los calores superiores desprendidos en la combustión, por lo que siguiendo esta definición, el combustible que proporcione mayor rendimiento será aquel que posea un mayor valor de PCS.



**Figura 1. Representación del rendimiento frente al Poder Calorífico Superior.**

Como se puede apreciar en la figura que se encuentra inmediatamente arriba, los carbonos presentan un mayor rendimiento que el de las dos biomásas estudiadas. Si se comparan únicamente los 4 combustibles fósiles se puede ver que el rendimiento más alto se obtiene al emplear el Lignito.

Este incremento del 10% se debe principalmente al porcentaje de oxígeno en la composición ya que trabajamos con un 18,14% frente a un 3,8% como mucho en el caso del combustible alto de volátiles; el oxígeno es el elemento principal a la hora de llevarse a cabo la combustión ya que este tiene la capacidad de combinarse con otros elementos y oxidarlos.

Si se comparan los tres últimos carbonos, se ve que el mayor rendimiento obtenido es a partir del combustible con un PCS igual a 30,8, frente a los otros dos con valores de 29,5 y 30,6. Si se mantiene la misma lógica empleada hasta ahora, debería tenerse que el siguiente combustible con mayor rendimiento fuera el que tiene un PCS igual a 30,6 pero no sucede lo esperado.

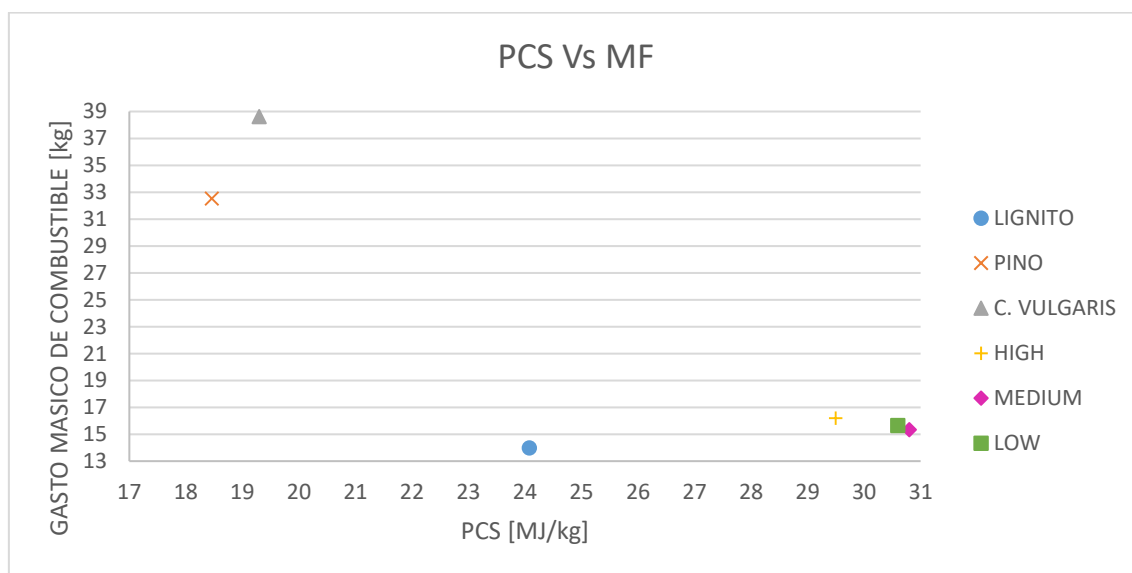
La pequeña diferencia entre ambos, y el resultado obtenido entre los dos rendimientos se debe al contenido en oxígeno de acorde con lo expuesto en este párrafo.

La eficiencia obtenida en la caldera es el indicador más importante a la hora de estudiar su funcionamiento, y de este dato dependen tanto los parámetros estructurales como el valor de gasto másico que se debe emplear de cada uno de los fluidos presentes en la caldera.

	PCS [MJ/kg]	Rendimiento [-]
Pino	18.46	19.4
Microalgas	16.3	15.57
Lignito	24.08	33.53
Carbón con contenido en volátiles alto	29.5	23.29
Carbón con contenido en volátiles medio	30.8	23.42
Carbón con contenido en volátiles bajo	30.6	23.01

**Tabla 6. Resultados del rendimiento frente al Poder Calorífico Superior.**

En la Figura 2 se representan los kilogramos de cada combustible necesarios para alcanzar la potencia neta expuesta en la Figura 1 frente al Poder Calorífico Superior de cada uno de ellos.



**Figura 2. Representación del gasto másico de combustible frente al PCS-**

El consumo del combustible en una caldera depende de tres factores: la potencia calorífica de dicha caldera, el poder calorífico inferior de cada combustible y su rendimiento pudiéndose obtener el valor del gasto másico a partir de la ecuación 4.1.

$$\dot{m}_c = \frac{Q_{util}}{PCI * \eta} \quad (4.1)$$

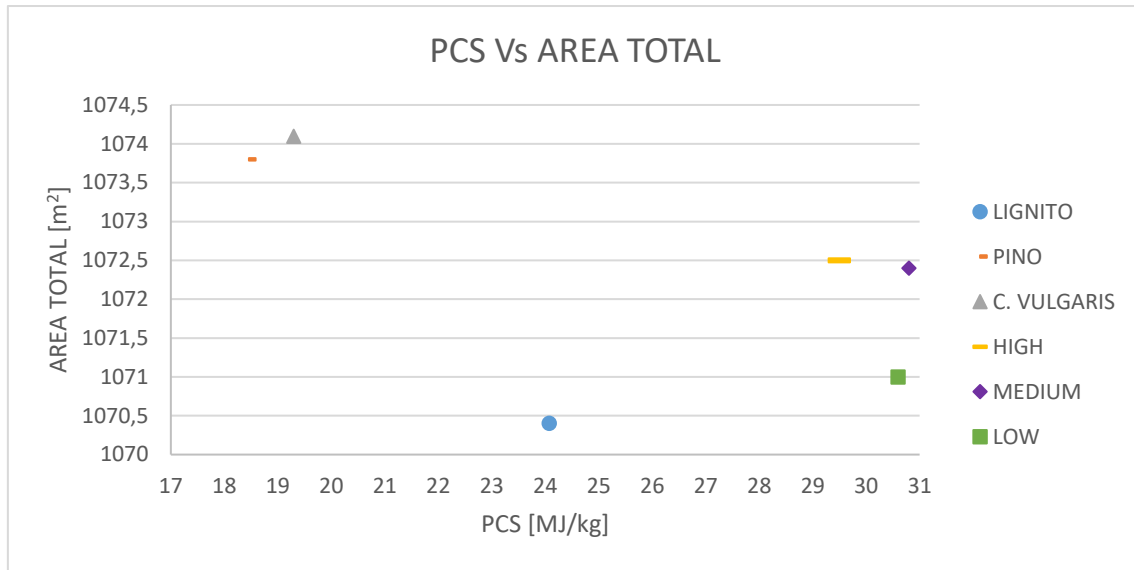
Donde  $Q_{util}$  hace referencia a la potencia calorífica neta obtenida en la caldera en [MW], el PCI hace referencia al poder calorífico inferior del combustible [MJ/kg],  $\eta$  hace referencia al rendimiento y  $\dot{m}_c$  al gasto másico del combustible [kg].

En consonancia con los que se expone anteriormente, se puede observar que para el lignito se necesita un menor valor de gasto másico (13,97 kg), al contrario que para el combustible orgánico que se necesita el mayor valor (32,51 kg).

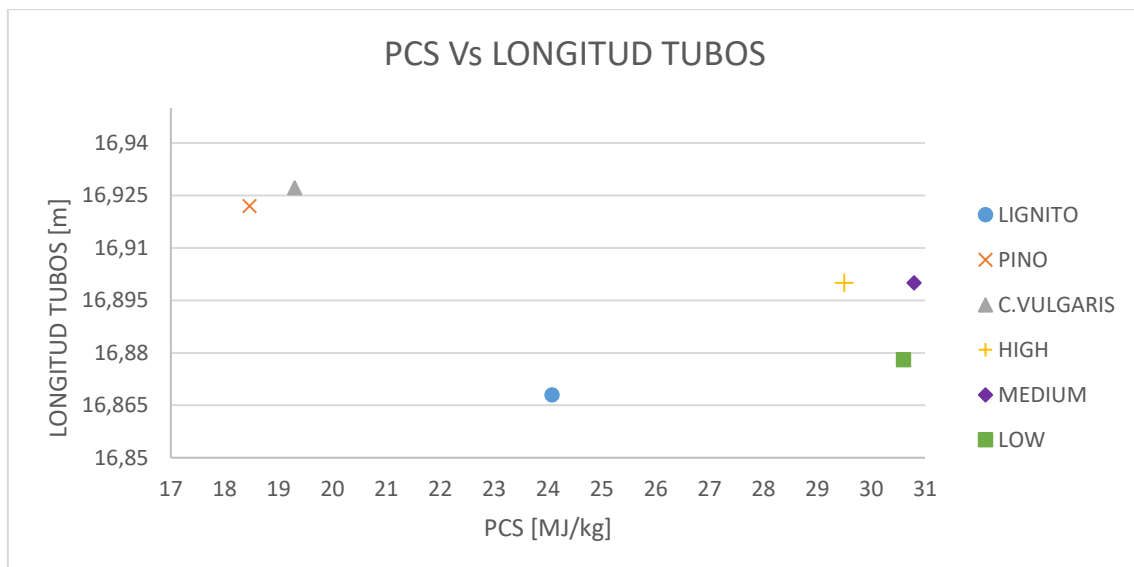
	PCS [MJ/kg]	Gasto másico de combustible [kg/s]
Pino	18.46	32.5117
Microalgas	16.3	38.62
Lignito	24.08	13.9725
Carbón con contenido en volátiles alto	29.5	16.1851
Carbón con contenido en volátiles medio	30.8	15.3376
Carbón con contenido en volátiles bajo	30.6	15.6364

**Tabla 7. Resultados del rendimiento frente al gasto másico de combustible.**

En la Figuras 3 y la Figura 4 se exponen datos relativos al diseño estructural de la caldera; se puede ver que el área total de dicho elemento depende del combustible usado y de la altura de esta (tomándose la longitud de los tubos como dicha altura).



**Figura 3. Representación del área total de la caldera frente al PCS.**



**Figura 4. Representación de la longitud de los tubos de la caldera frente al PCS.**

El área de la caldera se calcula a partir de la ecuación 4.2, donde  $Q_w$  se refiere al calor útil y  $Q_{gt}$  al calor de los gases generado en el hogar de la caldera transferido a los tubos.

$$Area_{total} = \frac{Q_w}{Q_{gt}} \quad (4.2)$$

El calor útil depende entre otros factores del calor de combustión ( $Q_c$ ), el cual es inversamente proporcional al rendimiento, es decir, cuanto mayor es el rendimiento menor es el calor de combustión desprendido. A su vez, cuanto mayor sea este calor, mayor será el calor útil y por tanto, mayor es el área necesaria para alcanzar el rendimiento calculado.

En la ecuación (4.3) se plantea la forma de obtener dicho calor útil.

$$Q_w = \frac{Q_c * Q * t_{llama}}{t_{llama} - t_{entrada_{aire}}} \quad (4.3)$$

$$Q_c = \frac{Q_v}{\eta}$$

	PCS [MJ/kg]	Área total [m <sup>2</sup> ]	Longitud de los tubos en el hogar [m]
Pino	18.46	1073.8	16.922
Microalgas	16.3	1074.1	16.9272
Lignito	24.08	1070.4	16.868
Carbón con contenido en volátiles alto	29.5	1072.5	16.9
Carbón con contenido en volátiles medio	30.8	1072.4	16.9
Carbón con contenido en volátiles bajo	30.6	1071	16.878

**Tabla 8. Resultados del área total y la longitud de los tubos frente al Poder Calorífico Superior.**



#### 4.2. Comparativa de resultados en función de la humedad.

Todos los combustibles con los que se opera en este trabajo presentan distintos porcentajes de azufre en su composición; este componente produce anhídrido sulfuroso que junto al oxígeno origina anhídrido sulfúrico. Cuando este anhídrido se mezcla con la humedad de los gases de la combustión se genera ácido sulfúrico; dicho ácido da lugar a un fenómeno llamado corrosión que da pie a la consideración del azufre como una impureza perjudicial en los combustibles.

Cuando se habla de la combustión con combustibles orgánicos (biomasa), se debe tener en cuenta la importancia del porcentaje de humedad en dicho combustible ya que un valor muy elevado supone la reducción de la eficiencia general del sistema; este hecho se refleja en la Figura 6.

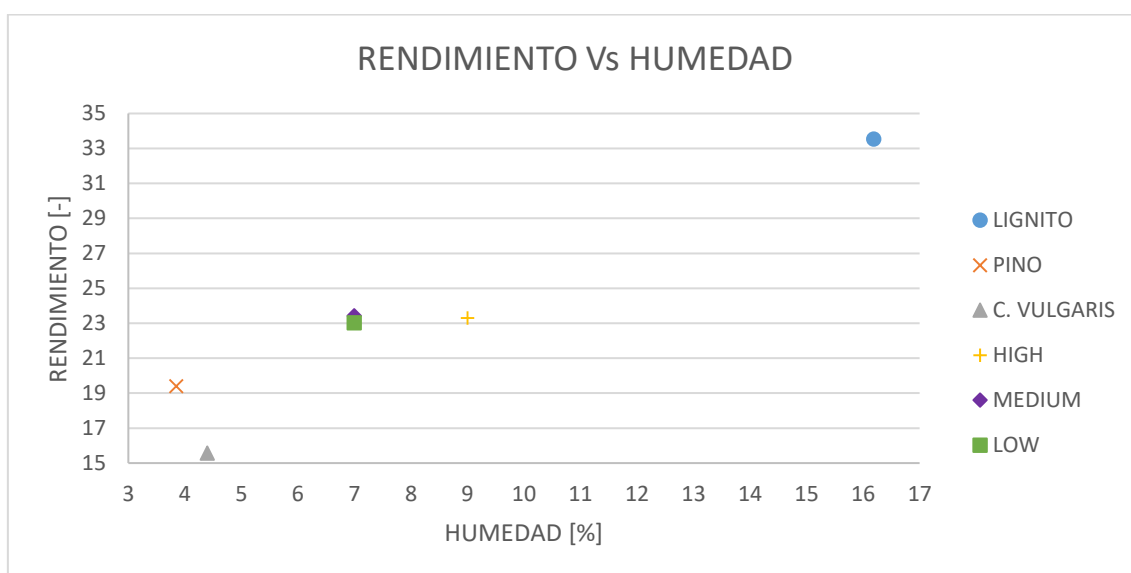


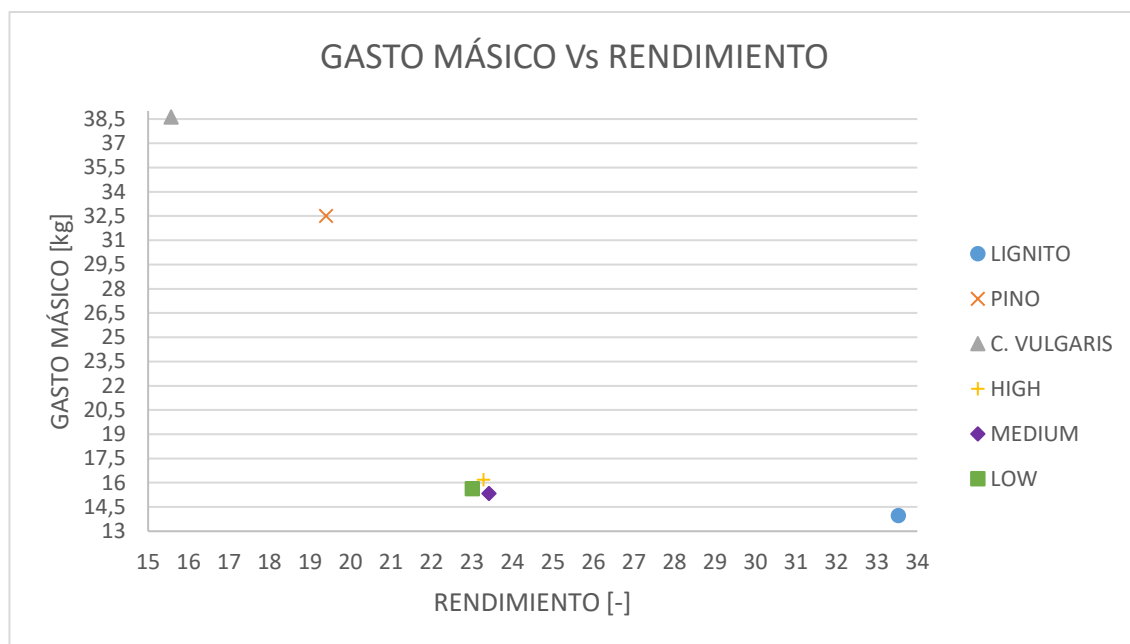
Figura 5. Representación del rendimiento frente a la humedad presente en cada combustible.

	Rendimiento [-]	Humedad [%]
Pino	19.4	3.85
Microalgas	15.57	4.4
Lignito	33.53	16.19
Carbón con contenido en volátiles alto	23.29	9
Carbón con contenido en volátiles medio	23.42	7
Carbón con contenido en volátiles bajo	23.01	7

**Tabla 9. Resultados del porcentaje de humedad en cada combustible frente al rendimiento.**

#### 4.3. Comparativa de resultados en función del rendimiento.

Son muchos los parámetros que varían en función del rendimiento obtenido, este valor cambia en función del combustible empleado y sus características como se observa en las figuras anteriores. En la Figura 7 se puede apreciar la variación del gasto másico de combustible necesario en cada caso para alcanzar la máxima eficiencia.



**Figura 6. Representación del gasto másico de combustible frente al rendimiento.**

En la anterior figura se puede ver como a medida que el rendimiento de la caldera aumenta, disminuyen los kilogramos de combustible necesarios; en la simulación se toma como dato de partida un gasto másico inicial de 1 kg. y a partir de este valor y más parámetros se calcula un primer valor para la eficiencia haciendo uso de la ecuación 4.4.

$$Rendimiento = 1 - \frac{m_{gas} * C_{p_{humos}} * (t_{gases.salida} - t_{aire.entrada})}{PCI * MF} \quad (4.4)$$

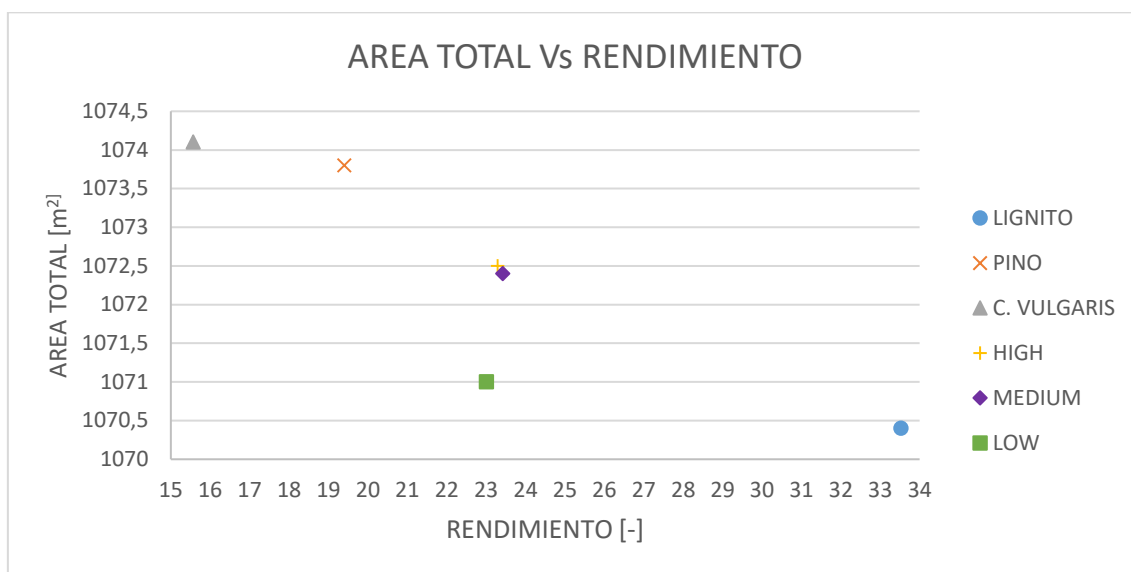
En la ecuación se observa como ambos parámetros están directamente ligados y por ello se obtiene que en el caso del Lignito es necesario el menor gasto másico (13,97 kg), teniendo este el mayor rendimiento de los combustibles con los que se ha realizado este trabajo.

Otro dato destacable de la Figura 6 es la notable diferencia entre los gastos másicos necesarios de los combustibles fósiles, y los de los combustibles orgánicos, siendo el combustible necesario para ambas biomasas casi el triple del necesario para el Lignito; este hecho se debe a que el valor de los poderes caloríficos tanto del pino como de la microalga “C.Vulgaris” son inferiores a los demás combustibles.

	Rendimiento [-]	Gasto másico de combustible [kg/s]
Pino	19.4	32.5117
Microalgas	15.57	38.62
Lignito	33.53	13.9725
Carbón con contenido en volátiles alto	23.29	16.1851
Carbón con contenido en volátiles medio	23.42	15.3376
Carbón con contenido en volátiles bajo	23.01	15.6364

**Tabla 10. Resultados del gasto másico de cada combustible frente al rendimiento.**

El rendimiento se puede plantear como el calor obtenido (calor útil) frente al calor que nos cuesta obtenerlo (calor de combustión); por lo tanto, siguiendo este planteamiento cuando mayor es el rendimiento obtenido menor es dicho calor de combustión, y en consonancia con lo expuesto anteriormente: cuanto menor es el calor de combustión, menor es el área necesaria.



**Figura 7. Representación del área total de la caldera frente al rendimiento.**

	Rendimiento [-]	Área total [m²]
Pino	19.4	1073.8
Microalgas	15.57	1074.1
Lignito	33.53	1070.4
Carbón con contenido en volátiles alto	23.29	1072.5
Carbón con contenido en volátiles medio	23.42	1072.4
Carbón con contenido en volátiles bajo	23.01	1071

**Tabla 11. Resultados del área total de la caldera frente al rendimiento.**

En resumen, cuanto mayor es el rendimiento de la caldera menor es el área de esta y en consecuencia, menor es la longitud de los tubos contiguos al hogar donde se genera la combustión.

## 5. ANÁLISIS ECONÓMICO

Las calderas que operan con combustibles orgánicos persiguen disminuir el impacto ambiental sufrido durante un gran periodo de tiempo, buscar nuevas fuentes de energía como solución a la sequía a la que se están viendo sometidas muchas de las fuentes de combustibles fósiles, y aprovechar residuos cuya única finalidad es ser almacenadas sin ninguna utilidad. Como se ha podido observar en el trabajo, la eficiencia generada a partir de biomasas es inferior a las que se obtiene empleando materia fósil.

Dado que en el estudio realizado en este proyecto se emplea la misma caldera para producir energía tanto con combustibles orgánicos, como con combustibles fósil, el coste de material para cada uno de los 6 combustibles variará en función de la cantidad necesaria.

### 5.1. Cálculo de costes.

El coste final dependerá de varios factores: tamaño de la caldera, cantidad de combustible y precio de este, electricidad necesaria para la generación de calor en cada caso, etc.

#### 5.1.1. Gasto económico relacionado con el coste del kWh por calor generado.

Para realizar el cálculo se debe tener en cuenta el coste de cada combustible y la potencia generada a partir de cada uno de ellos.

Se toma como referencia el valor de  $Q_w$  obtenido a partir de la simulación. Además del parámetro anterior, debe conocerse el flujo másico del combustible en cada caso, y su coste. (Se muestra como ejemplo el cálculo para el combustible orgánico obtenido a partir del pino cuyo precio es 134,33 €/T; a continuación se dará el resultado final para los cinco restantes).

$$\frac{\dot{m}_F}{kWh} = \dot{m}_F \cdot \left( \frac{3600}{Q_w} \right) \quad (5.1)$$

$$\frac{Coste_{combustible}}{kWh} = coste_{combustible} \cdot \frac{\dot{m}_F}{kWh} \quad (5.2)$$

Para el caso del pino se obtiene el siguiente coste:

$$\frac{\text{combustible}_{\text{pino}}}{\text{kWh}} = 32,5 * \left( \frac{3600}{106,7967 \cdot 10^3} \right) = 1,09 \text{ kg}_{\text{pino}}/\text{kWh}$$

$$\text{Coste}_{\text{pino}} = 134,33 \text{ €/T} = 13,433 \text{ cent€/kg}_{\text{pino}}$$

$$\frac{c_{\text{pino}}}{\text{kWh}} = 1,09 * (13,433) = 14,642 \text{ cent€/kWh}$$

En la Tabla 11 se refleja el coste por kWh de calor generado en función de cada combustible.

	Calor generado (Qw) [MW]	Coste combustible [€/kg]	Coste [€/kWh]
Pino	106.7967	0.13433	0.14
Microalgas	106.7970	1.7	2.21
Lignito	106.7967	0.019	0.0089
Carbón con contenido en volátiles alto	106.7963	0.0439	0.02395
Carbón con contenido en volátiles medio	106.7967	-	-
Carbón con contenido en volátiles bajo	106.7964	-	-

**Tabla 12. Coste del kWh de calor generado por cada combustible.**

Según datos mostrados en el inicio del trabajo, el empleo del carbón ha aumentado aun siendo esta la fuente de energía más contaminante a día de hoy. Si se tiene en cuenta que los mercados internacionales de carbón presentan precios bajos, y que el precio de

los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> no refleja el impacto real sobre el cambio climático y los costes ambientales, se puede pensar que el carbón está quedando sepultado.

### 5.1.2. Gastos económicos relacionados con la estructura.

El material elegido para la construcción de la caldera es acero al carbono, el precio de este material varía con bastante frecuencia por lo que es difícil encontrar un precio estandarizado. En la actualidad el precio aproximado es de 1,04 €/kg, y su densidad es de 7850 kg/m<sup>3</sup>.

Para calcular el precio de cada caldera en función del combustible empleado se debe tener en cuenta el acero usado para fabricar todos los tubos (en función de la longitud de cada caso), y el volumen en cada uno; siendo el número de tubos constante para todos los combustibles e igual a 396 tubos.

Se empleará la ecuación (5.4) para calcular el coste estructural de cada una.

$$C_{material} = (Volumen_{caldera} + Volumen_{tubos}) * \rho_{acero} * PVP_{acero} \quad (5.3)$$

$$Volumen_{caldera} = longitud_{tubos} * (lado_{base}^2) \quad (5.4)$$

$$Volumen_{tubos} = n_{tubos} * (\pi * longitud_{tubos} * (R^2)) \quad (5.5)$$

Se expone el cálculo para el uso del pino como combustible.

$$Volumen_{caldera} = 16.922 * (lado_{base}^2) = 1403.8$$

$$Volumen_{tubos} = 396 * (\pi * 16.922 * (0.0255^2)) = 13.689$$

$$C_{material} = (1403.8 + 13.689) * 7850 * 1.04 = 1157238 \text{ €}$$

	Volumen caldera [m <sup>3</sup> ]	Volumen tubos [m <sup>3</sup> ]	Coste material [Millones de €]
Pino	1403.8	13.689	11.57
Microalgas	1685.1	16.432	13.89
Lignito	1399.3	13.6446	11.535
Carbón con contenido en volátiles alto	1402	13.673	11.558
Carbón con contenido en volátiles medio	1402	13.671	11.557
Carbón con contenido en volátiles bajo	1400.1	13.653	11.541

**Tabla 13. Valor del coste asociado al material en cada combustible.**

## **5.2 Repercusión económica.**

Para la elección del combustible adecuado no se debe valorar únicamente los resultados obtenidos a través de la simulación, sino que también deben considerarse los costes que llevan asociados cada combustible en función de dichos resultados.

En este apartado se muestra la comparativa de los combustibles en función del coste que supone cada uno de ellos. Primero se compararán costes por kWh de calor generado para cada caso; y en segundo lugar, se compararán en función del coste asociado a la cantidad de material necesario. (Ver Tablas 11 y 12)

- El calor generado en función del combustible empleado muestra diferencias que pueden ser consideradas despreciables; por este motivo, el coste variará en función del precio impuesto a cada uno de los combustibles. Habría que destacar el coste del uso de microalgas, estas requieren un proceso de secado para su utilización el cual repercute notablemente en su precio.



- Si se compara el gasto de material, ocurre el mismo caso que en el anterior. Como se pudo observar en apartados anteriores (ver apartado de resultados), cuanto mejor PCS tiene el combustible, mayor será la eficiencia producida y menor será el área utilizado. Era de esperar que cuanto menor volumen tuviera la caldera, menor sería el requerimiento de material y por tanto menor sería el coste asociado a este; siguiendo esta lógica y apoyándose en el cálculo realizado en el apartado 5.1.2, se obtiene que el combustible con menor coste de material es el Lignito.

	Coste eléctrico [€/kWh]	Coste material [Millones de €]
Pino	0.14	11.57
Microalgas	2.21	13.89
Lignito	0.0089	11.535
Carbón con contenido en volátiles alto	0.02395	11.558
Carbón con contenido en volátiles medio	-	11.557
Carbón con contenido en volátiles bajo	-	11.541

**Tabla 14. Valor del coste total asociado a cada combustible.**

## 6. CONCLUSIONES

Muchas de las fuentes de energía no renovables están dejando de existir por el consumo tan elevado que se hace de ellas, y es este uso tan exagerado el que produce la gran contaminación que se está viviendo actualmente. Estos hechos plantean la necesidad de buscar alternativas a la situación energética y medioambiental en la que se encuentra actualmente el país y en concreto Espasa. De la preocupación de qué pasará en unos años surge este proyecto en el que se muestra la posibilidad de obtener potencia en centrales de grandes dimensiones a partir de restos orgánicos como la biomasa.

La finalidad de este proyecto ha sido analizar la eficiencia de una caldera industrial operando con combustibles fósiles y distintas biomásas. Para ello, ha sido necesario desarrollar un código que permitiera simular el funcionamiento de dicha caldera y estudiar los resultados ofrecidos para cada uno de los combustibles empleados.

Se ha conseguido diseñar una caldera de grandes dimensiones que simula el funcionamiento real, es decir, el código desarrollado podría aplicarse en cualquier análisis de una central térmica para estudiar como variarían los parámetros de la caldera si decidiera cambiarse el combustible de trabajo. Tras comparar seis combustibles diferentes se ha observado que el uso de biomasa supone una importante caída en la eficiencia y un aumento del combustible necesario al presentar un poder calorífico menor. El uso de carbones como combustible proporciona una mayor eficiencia frente al uso de biomásas; derivado de este hecho aparece la necesidad de emplear un menor gasto de combustible y un menor dimensionado cuanto mayor es el rendimiento obtenido.

En el ámbito económico las diferencias percibidas entre los combustibles son menores de las que podría esperarse al analizar los resultados obtenidos tras la simulación. Teniendo en cuenta los dos criterios planteados, lo más lógico sería pensar que los combustibles fósiles presentan grandes ventajas frente a los combustibles orgánicos ya que tienen costes similares pero grandes diferencias en el rendimiento obtenido para cada uno, pero no es así ya que se debe pensar en que pasará dentro de unos años si se continúa abusando como se ha hecho hasta el momento de estas fuentes de energía no renovables. Los combustibles fósiles presentan menores costes tanto de material como de electricidad, esto supone un rango bastante decisivo a la hora de elegir con cuál trabajar, aunque también se debe tener en cuenta el dicho de: “Lo barato sale caro”; ya que como se ha comentado anteriormente, la fuente energética de carbón es la más contaminante hasta el momento.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

Saidur, R. y Abdelaziz, E.A. (2011). A review on biomass as a fuel for boilers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15 (5), páginas 2262-2289. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111000578>.

Soria-Verdugo, A. y Goos, E. (2017). Pyrolysis of biofuels of the future: Sewage sludge and microalgae-Thermogravimetric analysis and modelling of the pyrolysis under different temperature conditions, *Energy Conversion and Management*, 138, páginas 261-272.

Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890417300754>

Basu, P., Kefa, C., y Jestin, L. (2000). *Boilers and Burners: Design and Theory*. New York: Springer.

Hewitt, G., Shires, G.L., y Reg Bott, T. (1994). *Process Heat Transfer*. Bosa Roca, Estados Unidos: CRC Press Inc.

Baukal, C.E. (2000). *Heat transfer in industrial combustion*. Estados Unidos: CRC Press LLC.

*Página web oficial de Solar-Energía*. (27 Junio 2018). Recuperado de <https://solar-energia.net/energias-no-renovables/combustibles-fosiles/carbon>

*Página web oficial de Solar-Energía*. (8 Julio 2018). Recuperado de <https://solar-energia.net/energias-renovables/energia-hidraulica>

*Página web oficial de Bioescuela*. (27 Junio 2018). Recuperado de <http://www.bioescuela.org.ar/2-3-1-tipos-de-carbon/>

El Periódico de la Energía. (09 Marzo, 2018). Recuperado de <https://elperiodicodelaenergia.com/radiografia-del-carbon-en-espana-aumenta-la-produccion-un-60-y-crece-el-empleo-un-7-en-2017/>

*Página web oficial de la Universidad de Almería.* (13 Agosto 2018). Recuperado de <https://w3.ual.es/~jfernand/ProcMicro70801207/tema-1---generalidades/1-1-microalgas.html>

*Página web oficial de OpenCourseWare de la Universidad Carlos III de Madrid.* (1 Septiembre 2018). Recuperado de [http://ocw.uc3m.es/ciencia-e-oin/caracterizacion-de-materiales/material-de-clase-1/Apuntes\\_MeTODOES\\_DE\\_ANALISIS\\_TERMICO.pdf](http://ocw.uc3m.es/ciencia-e-oin/caracterizacion-de-materiales/material-de-clase-1/Apuntes_MeTODOES_DE_ANALISIS_TERMICO.pdf)

Manals-Cutiño, E., Penedo-Medina, M., y Giralst-Ortega, G. (2011). Análisis termogravimétrico y térmico diferencial de diferentes biomásas vegetales, *Sistema de Información Científica Redalyc*, 31 (2), páginas 36-43.

Recuperado de <http://www.redalyc.org/pdf/4455/445543773005.pdf>

*Página web oficial de OpenCourseWare de la Universidad de Oviedo.* (18 Julio 2018). Recuperado de [http://ocw.uniovi.es/pluginfile.php/1005/mod\\_resource/content/1/1C\\_C12757\\_0910/04\\_GT07\\_Circuito\\_Agua\\_Vpor\\_02\\_2009\\_PROTEGIDO.pdf](http://ocw.uniovi.es/pluginfile.php/1005/mod_resource/content/1/1C_C12757_0910/04_GT07_Circuito_Agua_Vpor_02_2009_PROTEGIDO.pdf)

*Página web oficial de la red eléctrica de España.* (15 Mayo 2018). Recuperado de [http://www.ree.es/sites/default/files/11\\_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2017/inf\\_sis\\_elec\\_ree\\_2017.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2017/inf_sis_elec_ree_2017.pdf)

*Página web oficial de Semantic Scholar.* (27 Julio 2018). Recuperado de <https://pdfs.semanticscholar.org/e344/d467ea3ac63b616fcd07fdd0e69807e2899b.pdf>

*Página web oficial de U.S. Energy Information Administration* (27 Julio 2018). Recuperado de [https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=coal\\_prices](https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=coal_prices)

*Página web oficial del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).* (14 Junio 2018). Recuperado de [http://www.idae.es/sites/default/files/estudios\\_informes\\_y\\_estadisticas/informe\\_precios\\_biomasa\\_usos\\_termicos\\_4t\\_2017\\_3.pdf](http://www.idae.es/sites/default/files/estudios_informes_y_estadisticas/informe_precios_biomasa_usos_termicos_4t_2017_3.pdf)

# **ANEXO: CÓDIGO DESARROLLADO EN MATLAB**

```

clc
clear all
pi=3.142;
g=9.8; %m/s^2
sigma=5.67*(10^(-8)); %dato
%%
%DATOS OPERACIONALES
t_ambiente=298; %K
x_vapor=0.15; %titulo de vapor
exceso_aire=0.4;
t_aire_entrada=462.5; %K
m_v=114.7; %kg/s gasto masico de vapor
p_vapor=1.6*(10^7); %Pa
hg=8;%kg/k(s^3)

%DATOS OPERACIONALES PARA LA FUNCION DE LECKNER
p0=1; %bar
paL0=1; %bar*cm
Tr=1000; %K
res=0;
sum1=0;
p=1; %bar
dif_tentrada=100; %K
tol_tentrada=1;%K
cont=1;

%DATOS CALDERA
p_gases=10^5; %Pa
cp_aire=1; %kJ/kg
cp_humos=1.45; %kJ/kg*K

%DATOS TUBOS DE LA CALDERA (acero)
emisividad_tubos=0.85;
k_tubos=41; %W/m*K
d_interno=0.041; %m
espesor=0.005; %m
d_externo=((2*espesor)+d_interno); %m
t_salida_humos=423; %K(--->150C)
pitch=0.092; %m (distancia entre centros de dos tubos
contiguos)
v_media=2.5; %m/s

%ANALISIS ELEMENTAL
C=0.774;
H=0.034;
S=0.01;
N=0.012;
O=0.02;
H2O=0.07; %humedad del combustible
ash=0.08; %ceniza
PCS=30.6; %MJ/kg (poder calorifico superior)

```

```
PCI = PCS-2.44*(H*9+H2O); %MJ/kg (poder calorifico inferior)
```

```
%%
```

```
%FUNCION BITUMINOSO
```

```
%Base de calculo, 1kg de combustible:
```

```
MF=1;
```

```
%Composición del aire
```

```
Porcentaje_O2=0.21;
```

```
Porcentaje_N2=0.79;
```

```
%Pesos moleculares
```

```
M_C=12;
```

```
M_H2=2;
```

```
M_S=32;
```

```
M_O2=32;
```

```
M_N2=28;
```

```
%Peso molecular aire (kg/mol):
```

```
M_Aire=(Porcentaje_O2*M_O2)+(Porcentaje_N2*M_N2);
```

```
%Peso molecular productos (kg/mol):
```

```
M_CO2=(M_C+M_O2);
```

```
M_SO2=(M_S+M_O2);
```

```
M_H2O=(M_H2+(M_O2/2));
```

```
%CALCULO ESTEQUIOMETRICO:
```

```
  %Azufre (kg):
```

```
  M_FS=(M_S/M_S)*S;
```

```
  M_O2S=(M_O2/M_S)*S;
```

```
  M_SO2S=(M_SO2/M_S)*S;
```

```
  %Carbono (kg):
```

```
  M_FC=(M_C/M_C)*C;
```

```
  M_CO2C=(M_CO2/M_C)*C;
```

```
  M_O2C=(M_O2/M_C)*C;
```

```
  %Hidrogeno (kg):
```

```
  M_FH2=(M_H2/M_H2)*H;
```

```
  M_O2H2=(0.5*(M_O2/M_H2))*H;
```

```
  M_H2OH2=(M_H2O/M_H2)*H;
```

```
%Fraccionn masica
```

```
Xaire_N2=(Porcentaje_N2*M_N2)/M_Aire;
```

```
Xaire_O2=(Porcentaje_O2*M_O2)/M_Aire;
```

```
%Comprobacion del calculo:
```

```

M_Fc=M_FC+M_FH2+M_FS+ (N*MF) + (O*MF) ;

%Valores estequiometricos:
M_O2estequiometrico=M_O2C+M_O2H2+M_O2S- (MF*O) ;
%(kg) quitamos el oxigeno presente en nuestra biomasa

M_N2estequiometrico=((Xaire_N2/Xaire_O2)*M_O2estequiometrico) ; %(kg)

M_AIREestequiometrico=M_O2estequiometrico+M_N2estequiometrico ; %(kg)

%Recalculamos la masa de aire real (teniendo en cuenta el exceso)
M_Aire_Real=(1+exceso_aire)*M_AIREestequiometrico ; %(kg)

%Aire en alimentacion con el exceso de aire
M_N2a=(1+exceso_aire)*M_N2estequiometrico ;
M_O2a=(1+exceso_aire)*M_O2estequiometrico ;

%Valores en chimenea:
M_O2s=M_O2a-M_O2estequiometrico ; %exceso
M_N2s=M_N2a+ (MF*N) ; %le sumamos el nitrogeno que tiene nuestro combustible)
%Relacion de combustible:
AF=(M_Aire_Real/MF) ; %(kilogramos/kilogramos de combustible)

%BASE HUMEDA
%Calculo de las fracciones molares
nCO2=(M_CO2C) / (M_CO2) ; %(mol)
nN2=(M_N2s) / (M_N2) ; %(mol)
nSO2=(M_SO2S) / (M_SO2) ; %(mol)
nO2=(M_O2s) / (M_O2) ; %(mol)
nH2OH=(M_H2OH2) / (M_H2O) ; %(mol)
nH2OF=(H2O*MF) / (M_H2O) ; %(mol)
nH2O=nH2OH+nH2OF ; %(mol)
nT=nCO2+nSO2+nN2+nO2+nH2O ;

%Calculo de las presiones parciales
Xnw_CO2=(nCO2) / (nT) ;
Xnw_N2=(nN2) / (nT) ;
Xnw_SO2=(nSO2) / (nT) ;
Xnw_O2=(nO2) / (nT) ;
Xnw_H2O=(nH2O) / (nT) ;
Xtotal=Xnw_CO2+Xnw_N2+Xnw_SO2+Xnw_O2+Xnw_H2O ;

TA = 11.51*C+34.30*(H-O/7.94)+4.31*S ;
DA = TA*(1+exceso_aire) ;

%%

```



```

%CALOR DE CAMBIO DE FASE (Qv)

%Propiedades vapor (titulo vapor saturado = 1)
hws=(CoolProp.PropsSI('H','P',p_vapor,'Q',1,'Water'))/1000;
%kJ/kg
%Propiedades liquido (titulo liquido saturado = 0)
hwl=(CoolProp.PropsSI('H','P',p_vapor,'Q',0,'Water'))/1000;
%kJ/kg

%Comprobacion de la hwl, para ello sacamos la Tsat en
funcion del valor
%supuesto de presion en nuestra caldera
t_sat=(CoolProp.PropsSI('T','Q',1,'P',p_vapor,'Water')); %K
hws_new=(CoolProp.PropsSI('H','T',t_sat,'Q',1,'Water'))/1000;
%kJ/kg

hfg=hws-hwl; %kJ/kg (entalpia de cambio de fase)
Qv=(hfg*m_v)/1000; %MW (calor de cambio de fase)

%%

%Calculo del gasto masico que circula a traves de los tubos
m_tubos=m_v/x_vapor; %kg/s

%Densidades estado liquido y vapor

densidad_liquido=(CoolProp.PropsSI('D','Q',0,'P',p_vapor,'Water'))/1000; %kg/m^3

densidad_vapor=(CoolProp.PropsSI('D','Q',1,'P',p_vapor,'Water'))/1000; %kg/m^3

area_transversaltubos=m_tubos/(densidad_liquido*v_media);
% m^2
numero_tubos=(area_transversaltubos*4)/(pi*(d_interno^2));
numero_tubos=ceil(numero_tubos); %valor absoluto superior

m_gas=MF+M_Aire_Real; %kg masa de gas
t_llama=t_aire_entrada+((PCI*1e6*MF)/(m_gas*cp_humos*1e3));
%K (temperatura adiabatica de llama)

%ESTIMACION Qgt PARA SACAR EL AREA TOTAL DE LA CALDERA
Qgt=100; %kW/m^2
tol_gt = 1000;
qgt_dif = 1500;

% Flujo critico
Gt=v_media*densidad_liquido; %(kg)/(m^2*s)

```

```

% temperatura de los gases
t_gases=((t_llama+t_aire_entrada)/2); %K

    %PRIMERA ESTIMACION --> t_gases_salida = t_gases
    t_gases_salida=t_gases;
    tot=1;
    dif=50;
    h=1;

    nu=1;

while qgt_dif>tol_gt

area_total=(Qv*1000)/Qgt; %m^2
longitud_tubos=area_total/(pi*d_externo*numero_tubos); %m

%%

%ESTIMACION TEMPERATURA DE LOS GASES t_gases

    while dif>tot
        rendimiento=1-((m_gas*cp_humos*1e3*(t_gases_salida-
t_aire_entrada))/(PCI*1e6*MF));
        Qc=(Qv/rendimiento)*10^6; %W calor de combustion

    %%

%CALCULO DE LAS EMISIVIDADES
    %emisividad_ef
    B=pitch/d_externo;
    Fgt=1-((1/B)*((B^2-1)^(1/2)-acos(1/B)));
    emisividad_ef=1/(((Fgt*(2-Fgt))^(-
1))+((B/pi)*((1/emisividad_tubos)-1)));

    %emisividad_gases
    lado_base=numero_tubos*(pitch/4); %m

area_totalF=(2*(lado_base^2))+(4*lado_base*longitud_tubos);
%m^2
    volumen_total=longitud_tubos*(lado_base^2); %m^3
    area_lateral=4*lado_base*longitud_tubos; %m^2
    p_parcialCO2=(p_gases*Xnw_CO2)*1e-5; %bar presion
parcial del CO2
    p_parcialH2O=p_gases*Xnw_H2O*1e-5; %bar presion parcial
del H2O
    Lm=3.5*(volumen_total/area_totalF);%m
    lcarac = Lm*100; %cm

```

```

%Hay que tener en cuenta la emisividad de la ceniza
emisividad_ceniza=0.22;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Dimensiones matriz H2O [M:N]
Mh2o=3; %filas
Nh2o=3; %columnas
%Dimensiones matriz CO2
Mco2=3;
Nco2=4;
% Vapor de agua
cH2O=[-2.2118 -1.1987 0.035596; 0.85667 0.93048 -
0.14391; -0.10838 -0.17156 0.045915];
res = 0;
for i=1:Mh2o

    for j=1:Nh2o
        res=res+(cH2O(i,j)*(((t_gases/Tr)^(j-
1))*log10((p_parcialH2O*lcarac)/(paL0))^(i-1)));
    end
end
emisividad_0H2O=exp(res);

%Dioxido de carbono
cCO2=[-3.9893 2.7669 -2.1081 0.39163; 1.2710 -1.1090
1.0195 -0.21897; -0.23678 0.19731 -0.195440 0.044644];
sum1 = 0;
for i=1:Mco2

    for j=1:Nco2
        sum1=sum1+cCO2(i,j)*((t_gases/Tr)^(j-
1))*log10((p_parcialCO2*lcarac)/(paL0))^(i-1);
    end
end
final_CO2=sum1;
emisividad_0CO2=exp(final_CO2);

%Constantes de correlacion de emisividad total para el
agua
%Presion efectiva, PE
PE_H2O=((p+(2.56*(p_parcialH2O/(t_gases/Tr)^(1/2))))/(p0));

%Longitud máxima de campo
paLm_H2O=13.2*paL0*((t_gases/Tr)^2);

%Coeficientes de comportamiento asintótico para el
agua

```

```

if (t_gases/Tr)<0.75
    a_H2O=2.144;
else
    a_H2O=(1.88-(2.0553*log10(t_gases/Tr)));
end

b_H2O=1.1/(t_gases/Tr)^(1.4);
c_coefH2O=0.5;

A=((a_H2O-1)*(1-PE_H2O))/(a_H2O+b_H2O-1+PE_H2O);
B=-c_coefH2O*(log10(paLm_H2O/(p_parcialH2O*lcarac))^2);
emisividad_H2O=emisividad_0H2O*(1-A*exp(B));

%Constantes de correlacion de emisividad total para el
dioxido de carbono
%Presion efectiva, PE
PE_CO2=(p+(0.28*p_parcialCO2))/p0;

%Longitud maxima de campo
if (t_gases/Tr)<0.7
    paLm_CO2=paL0*(0.054/(t_gases/Tr)^2);
else
    paLm_CO2=paL0*0.225*(t_gases/Tr)^2;
end

%Coeficientes de comportamiento asintotico para el agua
a_CO2=1+(0.1/(t_gases/Tr)^1.45);
b_CO2=0.23;
c_coefCO2=1.47;

A=((a_CO2-1)*(1-PE_CO2))/(a_CO2+b_CO2-1+PE_CO2);
B=-c_coefCO2*(log10(paLm_CO2/(p_parcialCO2*lcarac))^2);
emisividad_CO2=0.18;

%SOLAPAMIENTO DE BANDAS
fi=p_parcialH2O/(p_parcialH2O+p_parcialCO2);
solapamiento=((fi/(10.7+(101*fi)))-
0.0089*(fi^10.4))*((log10(((p_parcialH2O+p_parcialCO2)*lcarac)/paL0))^(2.76));

%EMISIVIDAD TOTAL MEZCLA
emisividad_total_gases=emisividad_H2O+emisividad_CO2-
solapamiento;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

emisividad_fluegas=emisividad_total_gases+emisividad_ceniza
-(emisividad_total_gases*emisividad_ceniza);

```

%%

%CALCULO DE LA RESISTENCIA TOTAL

```
%Resistencia de conveccion
%Factores correctivos de Kandilkar
C0=((1-
x_vapor)/x_vapor)^0.8)*((densidad_vapor/densidad_liquido)^0
.5);
    %valor de C0=2.266 > 0.65, region nucleada

B0=(Qgt)/(Gt*hfg);

%Coeficiente convectivo de TP
kl=(CoolProp.PropsSI('L','Q',0,'P',p_vapor,'Water'));
% (kg*m)/(K*s^3)
Cl=(CoolProp.PropsSI('C','Q',0,'P',p_vapor,'Water'));
% (m^2)/(K*s^2)
mul=(CoolProp.PropsSI('V','Q',0,'P',p_vapor,'Water'));
% kg/(s*m)
Rel=(Gt*d_interno*(1-x_vapor))/mul;
Pr1=mul*(Cl/kl);
hl=(0.023*(Rel^0.8)*(Pr1^0.4)*(kl/d_interno)); %W/K*m^2
Fr_io=(Gt^2)/((densidad_liquido^2)*g*d_interno);

    %Constantes correlacion Kandilkar
C1=0.6683;
C2=-0.2;
C3=1058;
C4=0.7;
C5=0; %consideramos tubos verticales

hTP=(hl*(C1*(C0^C2)*((25*Fr_io)^C5)+(C3*(B0^C4))));
%W/K*m^2

%Resistencia de ensuciamiento
rs=0.00043; %K*m^2/W

Uo =
(d_externo/(hTP*d_interno)+(log(d_externo/d_interno)*d_exte
rno)/(2*k_tubos)+rs)^-1;

%Calculo de la temperatura superficial de los tubos a
partir de la
%siguiente formula:
%Qgt=U*(t_superficial_tubos-t_sat)
t_superficial_tubos=Qgt*1e3/Uo+t_sat; %K

%Resistencia de transmision de calor
k=t_superficial_tubos/t_gases; %factor correctivo
```

```

    Cc=area_lateral/(area_totalF); %factor correctivo de
volumen
    Tm=(t_gases+t_superficial_tubos)/2;
    Rtcr=((1-(k^3))/(1-
(k^4)))/((1/area_lateral)*((1/emisividad_ef)+(Cc*((1/emisivi
dad_fluegas)-1))))+((hg*area_total)/(sigma*4*(Tm^3))))^(-
1); %1/m^2

%%

%ADIMENSIONALIZACION
D=(Rtcr*Qc)/(sigma*((t_llama)^3)*(t_llama-t_aire_entrada));
%Densidad de calentamiento reducida
tau=(t_superficial_tubos)/(t_llama); %diferencia fraccional
de temperaturas en los tubos
d=4/3; %valor asumido para poder sacar el valor de la
diferencia fraccional

%Para sacar el valor de la eficiencia reducida tendremos
que converger los
%dos lados de la ecuacion
%[(D*Q)+(tau^4)]=[1-(Q/d)]^4
fun = @(Q) ((D*Q)+(tau^4))-(1-(Q/d))^4 ;
x0 = 0;
Q = fsolve(fun,x0);

%Calculo del valor de la diferencia fraccional
Dif=(1-(1/d))*Q;

%%

%CALCULO DEL CALOR UTIL (Qw)
Qw=(Q*Qc*t_llama)/(t_llama-t_aire_entrada); %W

%tambien se calcula un nuevo valor de t_gases_salida y del
flujo de calor
%absorbido Qgt

t_gases_new=((Qw*Rtcr)/sigma+(t_superficial_tubos^4))^(1/
4); %K
t_gases_salida_new=t_gases_new-(t_llama*Dif);
dif=abs(t_gases_new-t_gases);

t_gases_salida=t_gases_salida_new;
t_gases=t_gases_new;

h=h+1;
    if nu>1
        ok=1;
    end

```

```

Qw_new=Qw*(10^-6); %MW
%Qwnew=((sigma*((t_gases^4)-
(t_superficial_tubos^4)))/(Rtcr))*(10^-6); %MW
comprobaciï;
rendimiento_new=(1-((t_gases_salida-
t_aire_entrada)/(t_llama-t_aire_entrada)));
Qc_new=Qw_new/rendimiento_new; %MW
MF=(Qc_new)/PCI; %kg/s combustible
m_aire=AF*MF;
m_gas=MF+m_aire;

end

Qgt_new=(Qw/area_total)/1000; %kW/m^2
qgt_dif = abs(Qw-Qv*1e6);
Qgt=Qgt_new;
dif=50;
nu = nu +1;

end

%%
%UNA VEZ CONVERGIDAS LAS TEMPERATURAS Y EL Qgt

t_gases
t_gases_salida
Qgt
Qw_new=Qw*(10^-6) %MW
Qwnew=((sigma*((t_gases^4)-
(t_superficial_tubos^4)))/(Rtcr))*(10^-6); %MW
comprobaciï;
rendimiento_new=(1-((t_gases_salida-
t_aire_entrada)/(t_llama-t_aire_entrada)))
Qc_new=Qw_new/rendimiento_new %MW
area_total
MF_new=(Qc_new)/PCI %kg/s combustible
m_aire=AF*MF_new;
m_humos=MF_new+m_aire;
AF
t_llama
longitud_tubos

rendimiento=1-((m_gas*cp_humos*1e3*(t_gases_salida-
t_aire_entrada))/(PCI*1e6*MF));

```